

Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution

- E : Photovoltaic installations with energy storage and connected to a public distribution network
- D : Niederspannungsanlagen – Netzgekoppelte Photovoltaikanlagen mit Energiespeicher

Norme expérimentale

publiée par AFNOR.

Les observations relatives à la présente norme expérimentale doivent être adressées à AFNOR avant le 1^{er} février 2019.

Correspondance A la date de publication du présent document, il n'existe pas de travaux de normalisation internationaux ou européens traitant du même sujet.

Résumé Le présent document contient les exigences pour les installations photovoltaïques à basse tension avec un dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution à basse ou haute tension.

Descripteurs Installation électrique, basse tension, photoélectricité, module photovoltaïque, stockage, réseau électrique, protection contre chocs électriques, mise à la terre électrique, protection contre les surintensités, fonctionnement en mode autonome. courant continu, courant alternatif, appareil de coupure électrique, sectionneur, protection contre les surtensions, mesure de protection, paratonnerre, signalisation, sécurité, câblage, maintenance.

Modifications

Corrections

La norme expérimentale

La norme expérimentale, destinée à servir de base dans les relations entre partenaires économiques, scientifiques, techniques et sociaux, est caractérisée par une période de mise à l'épreuve pendant laquelle les acteurs socio-économiques en évaluent la pertinence et l'applicabilité.

A l'issue de cette période qui ne peut excéder 3 ans, la commission de normalisation doit décider de réviser la norme expérimentale, d'en prolonger une fois la période d'expérimentation ou de la supprimer.

La norme expérimentale par nature est d'application volontaire. Référencée dans un contrat, elle s'impose aux parties.

La norme expérimentale est un document élaboré par consensus au sein d'un organisme de normalisation. Son adoption ne nécessite pas d'enquête publique.

Pour comprendre les normes expérimentales

L'attention du lecteur est attirée sur les points suivants :

Seules les formes verbales **doit et doivent** sont utilisées pour exprimer une ou des exigences qui doivent être respectées pour se conformer au présent document. Ces exigences peuvent se trouver dans le corps de la norme expérimentale ou en annexe qualifiée de "normative". Pour les méthodes d'essai, l'utilisation de l'infinitif correspond à une exigence.

Les expressions telles que, **il convient et il est recommandé** sont utilisées pour exprimer une possibilité préférée mais non exigée pour se conformer au présent document. Les formes verbales **peut et peuvent** sont utilisées pour exprimer une suggestion ou un conseil utile mais non obligatoire, ou une autorisation.

En outre, le présent document peut fournir des renseignements supplémentaires destinés à faciliter la compréhension ou l'utilisation de certains éléments ou à en clarifier l'application, sans énoncer d'exigence à respecter. Ces éléments sont présentés sous forme de **notes ou d'annexes informatives**.

Commission de normalisation

Une commission de normalisation réunit, dans un domaine d'activité donné, les expertises nécessaires à l'élaboration des normes françaises et des positions françaises sur les projets de norme européenne ou internationale. Elle peut également préparer des normes expérimentales et des fascicules de documentation.

Si vous souhaitez commenter ce texte, faire des propositions d'évolution ou participer à sa révision, adressez-vous à norminfo@afnor.org.

La composition de la commission de normalisation qui a élaboré le présent document est donnée ci-après. Lorsqu'un expert représente un organisme différent de son organisme d'appartenance, cette information apparaît sous la forme : organisme d'appartenance (organisme représenté).

Installations électriques à basse tension

AFNOR/U 15

Liste des organismes représentés dans la commission de normalisation

Secrétariat : AFNOR

ALPI

ANROC (Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales ou avec leur participation)

APAVE

ATOLE

BBS CONCEPTION

BNBA (Bureau de Normalisation du Bois et de l'Ameublement)

CAPEB (Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment)

CET Elec

CINOV-FIDI (Fédération Interprofessionnelle du Diagnostic Immobilier)

COPREC (Confédération des Organismes indépendants tierce partie de PREvention, de Contrôle et d'inspection)

CONSUEL (COMité National pour la Sécurité des Usagers de l'ELectricité)

EDF (Electricité de France)

ELEKTEK

FEDELEC (Fédération des Electriciens et Electroniciens)

FFIE (Fédération française des entreprises de génie électrique et énergétique)

FFSA (Fédération Française des Sociétés d'Assurances)

FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies)

FPI (Fédération des Promoteurs Immobiliers)

GIFAM (Groupement Interprofessionnel des Fabricants d'Appareils d'équipement Ménager)

GIMELEC (Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés)

IGNES (Industries du Génie Numérique, Energétique et Sécuritaire)

INERIS (Institut National de l'Environnement Industriel et des Risques)

ITGA (Institut Technique Gaz et Air)

MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ENERGIE

MINISTERE DU TRAVAIL, DE L'EMPLOI ET DU DIALOGUE SOCIAL

ORANGE

PROMOTELEC

SER (Syndicat des Energies Renouvelables)

SERCE (Syndicat des entreprises de génie électrique et climatique)

SILEC CABLE

SOCOTEC (Société de Contrôle Technique et d'Expertise de la Construction)

SYCABEL (Syndicat professionnel des fabricants de fils et câbles électriques et de communication)

SYNDICAT DE L'ECLAIRAGE

TENESOL

TRACE SOFTWARE

UNA 3E CAPEB (Union Nationale Artisanale Electricité Equipement Electrodomotique)

UNION DES MAISONS FRANCAISES

AVANT-PROPOS

Il n'existe pas de norme française ni de norme européenne spécifique aux installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution.

Le présent document a été préparé par le Groupe de Travail GT 15C « Protection électrique ».

Le présent document a été approuvé par la Commission U15 « Installations électriques à basse tension », le 5 janvier 2016.

La commission UF 82 « Systèmes de conversion photovoltaïque de l'énergie solaire », suite à sa réunion du 30 septembre 2015, soutient la création de la présente norme expérimentale.

SOMMAIRE

1	Introduction.....	10
2	Domaine d'application.....	10
3	Références normatives.....	10
4	Définitions.....	12
5	Description des installations PV.....	17
6	Mise à la terre de l'installation.....	20
6.1	Schémas des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.....	20
6.1.1	Généralités.....	20
6.1.2	Onduleur(s) avec séparation galvanique.....	20
6.1.3	Onduleur(s) sans séparation galvanique.....	20
6.2	Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie générateur PV.....	20
6.3	Mise à la terre des masses et des éléments conducteurs.....	19
6.3.1	Partie générateur PV.....	19
6.3.2	Partie distribution d.c.....	22
6.3.3	Equipements de conversion.....	22
7	Protection contre les chocs électriques.....	22
7.1	Généralités.....	22
7.2	Mesure de protection par TBTS ou TBTP.....	22
7.2.1	Protection contre les contacts directs.....	22
7.2.2	Protection contre les contacts indirects.....	22
7.3	Mesure de protection en basse tension.....	23
7.3.1	Protection contre les contacts directs.....	23
7.3.2	Protection contre les contacts indirects.....	23
8	Protection contre les surintensités.....	25
8.1	Partie courant continu.....	25
8.1.1	Généralités.....	25
8.1.2	Protection des modules PV.....	27
8.1.3	Protection des câbles de chaînes PV.....	28
8.1.4	Protection des câbles de groupes PV.....	28
8.1.5	Protection du câble principal PV.....	29
8.1.6	Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités.....	30
8.2	Partie distribution d.c.....	30
8.2.1	Protection du câble batterie.....	30
8.2.2	Protection du câble régulateur et du câble onduleur.....	30
8.3	Partie utilisation a.c.....	29
8.3.1	Généralités.....	29
8.3.2	Protection contre les surcharges.....	29
8.3.3	Protection contre les courts-circuits.....	29
8.4	Protection des circuits auxiliaires.....	29
9	Protection de découplage et fonctionnement en mode autonome.....	29
9.1	Généralités.....	29
9.2	Protection de découplage.....	32
9.3	Fonctionnement en mode autonome.....	32
9.4	Schéma de liaison à la terre en mode autonome.....	32
9.5	Gestion des échanges d'énergie avec le réseau.....	33

10	Prévention contre la dégradation des installations PV	33
11	Chute de tension	33
11.1	Généralités	33
11.2	Partie générateur PV	33
11.3	Partie installation a.c.	34
11.4	Partie distribution d.c.	34
12	Sectionnement, coupure et commande	34
12.1	Sectionnement.....	34
12.2	Commande	34
12.3	Coupure d'urgence	35
12.3.1	Généralités	35
12.3.2	Coupure d'urgence du générateur PV	35
12.3.3	Coupure d'urgence de la batterie	35
12.3.4	Coupure d'urgence d'autres sources d'alimentation d.c.	35
12.3.5	Coupure d'urgence des parties utilisations a.c. et d.c.	36
12.3.6	Cas particulier des locaux privés à usage d'habitation	36
12.4	Coupure pour intervention des services de secours	36
12.4.1	Dispositions générales	36
12.4.2	Dispositions complémentaires	37
13	Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres	37
13.1	Généralités	37
13.1.1	Principes de protection	37
13.2	Conditions d'installation des parafoudres.....	38
13.2.1	Conditions d'installation de parafoudres côté a.c.	38
13.2.2	Conditions d'installation de parafoudres côté générateur PV.....	38
13.3	Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre.....	40
13.3.1	Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté a.c.	40
13.3.2	Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté générateur PV	40
13.4	Synthèse pour la protection contre les surtensions des installations	39
14	Choix et mise en œuvre des matériels	39
14.1	Généralités	39
14.2	Canalisations.....	43
14.2.1	Choix	43
14.2.2	Mise en œuvre	44
14.3	Modules PV	45
14.4	Régulateur.....	45
14.5	Convertisseur DC/AC.....	45
14.6	Batteries	46
14.6.1	Plomb	46
14.6.2	Lithium-ion	49
14.6.3	Autres batteries	51
14.7	Appareillage	51
14.7.1	Généralités	51
14.7.2	Appareillages installés dans la partie générateur PV.....	51
14.7.3	Appareillage de coupure pour passage en mode autonome.....	51
14.8	Ensembles d'appareillages	52
14.9	Connecteurs	49

14.10	Parafoudres	53
14.10.1	Choix des parafoudres.....	53
14.10.2	Mise en œuvre des parafoudres	53
15	Signalisation	55
15.1	Identification des composants	55
15.2	Etiquetage.....	55
15.2.1	Etiquetage sur la partie a.c.....	56
15.2.2	Etiquetage sur la partie d.c.....	56
15.2.3	Etiquetage équipement de conversion	58
15.2.4	Etiquetage local batterie ou enveloppe intégrant la batterie	58
15.3	Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours	59
16	Dossier technique	59
17	Maintenance des installations PV.....	60
17.1	Généralités	60
17.2	Types de maintenance et périodicité	60
17.3	Actions de maintenance	60
17.3.1	Généralités.....	60
17.3.2	Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens	61
17.3.3	Points relatifs au bon fonctionnement	61
	Bibliographie.....	62
	Figure 1 – Exemple d'installation PV avec stockage raccordée au réseau public de distribution BT ou HT et sans isolation galvanique d.c./a.c.	17
	Figure 2 – Exemple d'installation PV avec stockage raccordée au réseau public de distribution BT ou HT et avec isolation galvanique d.c./a.c.	18
	Figure 3 – Exemple d'installation PV avec stockage raccordée au réseau public de distribution BT, avec isolation galvanique d.c./a.c. et avec certaines fonctions intégrées.....	19
	Figure 4 – Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle	21
	Figure 5 – Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c.	26
	Figure 6 – Principe de calcul de la longueur L	39
	Figure 7 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités.....	44
	Figure 8 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites	45
	Figure 9 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV - Distance $d < 10$ m	54
	Figure 10 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV – Distance $d > 10$ m	54
	Tableau 1 – Facteur de correction k pour les modules monocristallins et polycristallins.....	14
	Tableau 2 – Synthèse de la protection contre les contacts directs	22
	Tableau 3 – Détermination de $N_{p_{max}}$ Nombre maximal de chaînes en parallèle par dispositif de protection	27
	Tableau 4 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV.....	27
	Tableau 5 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV.....	28
	Tableau 6 – Dimensionnement des dispositifs de protection et courants admissibles des câbles de groupes PV	29

Tableau 7 – Dimensionnement du dispositif de protection et courant admissible du câble principal PV	29
Tableau 8 – Conditions d’installation des parafoudres côté générateur PV	39
Tableau 9 – Tension assignée de tenue aux chocs U_w	41
Tableau 10 – Guide de choix des parafoudres	42

1 Introduction

L'usage de générateurs photovoltaïques associés à un système de stockage de l'énergie donne la possibilité de consommer localement l'énergie produite par ces générateurs tout en étant connecté en permanence ou non au réseau public de distribution.

Le développement de telles installations impose de préciser les règles de mise en œuvre qui sont l'objet du présent document.

L'application des présentes règles doit s'effectuer dans le respect des normes, des textes et règlements administratifs en vigueur, auxquels certaines installations sont tenues de satisfaire.

Dans la suite du texte l'abréviation « PV » est utilisée pour « photovoltaïque ».

2 Domaine d'application

Le présent document concerne les installations PV à basse tension avec un dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution à basse ou haute tension.

Les modules a.c. (module PV et onduleur associé) ne sont pas pris en compte dans le présent document. Leur installation est soumise aux règles de la NF C 15-100.

3 Références normatives

Les documents ci-après, dans leur intégralité ou non, sont des références normatives indispensables à l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

NF C 14-100, *Installations de branchement à basse tension*

NF C 15-100, *Installations électriques à basse tension*

NF C 17-102, *Protection contre la foudre – Systèmes de protection contre la foudre à dispositif d'amorçage*

NF C 60-200-2, *Fusibles basse tension – Partie 2 : Exigences supplémentaires pour les fusibles destinés à être utilisés par des personnes habilitées (fusibles pour usages essentiellement industriels) - Exemples de systèmes de fusibles normalisés A à K (HD 60269-2)*

UTE C 15-400, *Installations électriques à basse tension – Guide pratique – Raccordement des générateurs d'énergie électrique dans les installations alimentées par un réseau public de distribution*

UTE C 15-520, *Installations électriques à basse tension – Guide pratique – Canalisations – Modes de pose – Connexions*

UTE C 32-502, *Guide pour les câbles utilisés pour les systèmes photovoltaïques*

NF EN 12101 (série), *Systèmes pour le contrôle des fumées et de la chaleur*
(indice de classement : S 62-30X)

NF EN 50178, *Équipement électronique utilisé dans les installations de puissance*
(indice de classement : C 53-200)

NF EN 50272-2, *Règles de sécurité pour les batteries et les installations de batteries – Partie 2 : Batteries stationnaires*
(indice de classement : C 58-272-2)

NF EN 50380, *Spécifications particulières et informations sur les plaques de constructeur pour les modules photovoltaïques*
(indice de classement : C 57-201)

NF EN 50399, *Méthodes d'essai communes aux câbles soumis au feu – Mesure de la chaleur et de la fumée dégagées par les câbles au cours de l'essai de propagation de la flamme – Appareillage d'essai, procédure et résultats*
(indice de classement : C 32-079)

NF EN 50521, *Connecteurs pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais*
(indice de classement : C 57-339)

NF EN 50539-11, *Parafoudres basse tension – Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu – Partie 11 : Exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques*
(indice de classement : C 61-739-11)

NF EN 50618, *Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques*
(indice de classement : C 32-503)

NF EN 60269-6, *Fusibles basse tension – Partie 6 : Exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque*
(indice de classement : C 60-200-6)

NF EN 60904-3, *Dispositifs photovoltaïques – Partie 3 : Principes de mesure des dispositifs solaires photovoltaïques (PV) à usage terrestre incluant les données de l'éclairement spectral de référence*
(indice de classement : C 57-323)

NF EN 60947 (série), *Appareillage à basse tension*
(indice de classement : C 63-XXX)

NF EN 61215, *Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation*
(indice de classement : C 57-105)

NF EN 61427 (série), *Accumulateurs pour les systèmes photovoltaïques (SPV) – Exigences générales et méthodes d'essais*
(indice de classement : C 58-427-X)

NF EN 61439 (série), *Ensembles d'appareillage à basse tension*
(indice de classement : C 63-421-X)

NF EN 61557-8, *Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. – Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection – Partie 8 : contrôleurs d'isolement pour réseaux IT*
(indice de classement : C 42-198-8)

NF EN 61558-2-6, *Sécurité des transformateurs, bobines d'inductance, blocs d'alimentation et produits analogues pour des tensions jusqu'à 1 100 V – Partie 2-6 : Règles particulières et essais pour les transformateurs de sécurité et les blocs d'alimentation incorporant des transformateurs de sécurité*
(indice de classement : C 52-558-2-6)

NF EN 61643-11, *Parafoudres basse tension – Partie 11 : Parafoudres connectés aux systèmes basse tension – Exigences et méthodes d'essais*
(indice de classement : C 61-743-11)

NF EN 61646, *Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre – Qualification de la conception et homologation*
(indice de classement : C 57-109)

NF EN 61730 (série), *Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV)*
(indice de classement : C 57-111-X)

NF EN 62109 (série), *Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques*
(indice de classement : C 57-409-X)

NF EN 62262, *Degrés de protection procurés par les enveloppes de matériels électriques contre les impacts mécaniques externes (code IK)*
(indice de classement : C 20-015)

NF EN 62305-1, *Protection contre la foudre – Partie 1 : Principes généraux*
(indice de classement : C 17-100-1)

NF EN 62305-2, *Protection contre la foudre – Partie 2 : Evaluation du risque*
(indice de classement : C 17-100-2)

NF EN 62305-3, *Protection contre la foudre – Partie 3 : Dommages physiques sur les structures et risques humains* (indice de classement : C 17-100-3)

NF EN 62509, *Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques – Performance et fonctionnement*
(indice de classement : C 57-347)

NF EN 62852, *Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques – Exigences de sécurité et essais*
(indice de classement : C 57-352)

CLC/TS 50539-12, *Parafoudres basse tension – Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu – Partie 12 : Principes de choix et d'application – Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques*

Prénorme DIN VDE 0126-1-1, *Dispositif de déconnexion automatique entre un générateur et le réseau public basse tension*

4 Définitions

En complément des définitions de la NF C 15-100, les définitions suivantes s'appliquent au présent document :

4.1

dispositif

appareil / mécanisme / méthode

4.2

système

ensemble d'éléments en interaction entre eux et avec l'environnement, intégrés pour assurer une fonction déterminée

4.3

cellule PV

dispositif PV fondamental pouvant générer de l'électricité lorsqu'il est soumis à la lumière tel qu'un rayonnement solaire

4.4

module PV

le plus petit ensemble de cellules solaires interconnectées complètement protégé contre l'environnement

4.5

chaîne PV

circuit dans lequel des modules PV sont connectés en série afin de former des ensembles de façon à générer la tension de sortie spécifiée

4.6

groupe PV

ensemble mécanique et électrique intégré de chaînes et d'autres composants pour constituer une unité de production d'énergie électrique en courant continu.

4.7

boîte de jonction de groupe PV

enveloppe dans laquelle toutes les chaînes PV d'un groupe PV sont reliées électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.8

générateur PV champ PV

ensemble de groupes PV, connectés en parallèle à un équipement de conversion et associés à un même MPPT

4.9

boîte de jonction ou tableau de générateur PV

enveloppe dans laquelle tous les groupes PV sont reliés électriquement et où peuvent être placés les dispositifs de protection éventuels

4.10

câble de chaîne PV

câble reliant les chaînes PV à la boîte de jonction générateur ou à la boîte de jonction groupe PV

4.11

câble de groupe PV

câble reliant les boîtes de jonction groupe PV à la boîte de jonction générateur PV

4.12

câble principal continu PV

câble connectant la boîte de jonction de générateur PV aux bornes du courant continu de l'équipement de conversion

4.13

équipement de conversion PV

dispositif électronique tel que régulateur, onduleur, etc.

4.14

conditions d'essai normalisées STC

conditions d'essais prescrites dans la norme NF EN 60904-3 pour les cellules et les modules PV

4.15

tension en circuit ouvert

U_{ocSTC}

tension en conditions d'essai normalisées, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de conversion PV

4.16

tension à la puissance maximale

U_{mppSTC}

tension d'un module, d'une chaîne, d'un groupe, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées STC

4.17**tension maximale en circuit ouvert** U_{ocMAX}

tension maximale, aux bornes d'un module PV, d'une chaîne PV, d'un groupe PV non chargés (ouvert) ou aux bornes, partie courant continu, de l'équipement de conversion PV

$$U_{ocMAX} = k \times U_{ocSTC}$$

Le coefficient k est généralement donné par le fabricant de modules et peut être différent selon les technologies.

En l'absence d'information, pour les technologies de modules monocristallins et polycristallins uniquement :

- le facteur de correction à prendre en compte est précisé dans le Tableau 1 ;
- en l'absence d'information de température, $k = 1,2$.

**Tableau 1 – Facteur de correction k
pour les modules monocristallins et polycristallins**

Température ambiante minimale °C	Facteur de correction (k)
24 à 20	1,02
19 à 15	1,04
14 à 10	1,06
9 à 5	1,08
4 à 0	1,10
-1 à -5	1,12
-6 à -10	1,14
-11 à -15	1,16
-16 à -20	1,18
-21 à -25	1, 20
-26 à -30	1,21
-31 à -35	1,23
-36 à -40	1,25

4.18**courant à la puissance maximale** I_{mppSTC}

courant d'un module, correspondant à la puissance maximale dans les conditions d'essai normalisées STC

4.19**courant de court-circuit** I_{scSTC}

courant de court-circuit d'un module, d'une chaîne, d'un groupe PV ou d'un générateur PV en conditions d'essai normalisées

4.20

courant inverse maximal

I_{RM}

valeur assignée de l'éventuel dispositif de protection contre les surintensités fournie par le fabricant du module

Le module est testé à une valeur I_{TEST} égale à 135% de I_{RM} pendant 2 heures selon la norme NF EN 61730-2.

La norme NF EN 50380 définit une valeur I_R différente de I_{RM} qui correspond à la tenue en courant inverse du module pendant 8 heures.

4.21

partie courant continu

partie d'une installation PV située entre les modules PV et les bornes en courant continu de l'équipement de conversion PV

4.22

partie courant alternatif

partie à basse tension de l'installation PV située en aval des bornes à courant alternatif de l'équipement de conversion

4.23

maximum power point tracking

MPPT

méthode de pilotage interne à un onduleur assurant la recherche du fonctionnement à puissance maximale

4.24

I_n

courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (en kA)

4.25

I_{max}

courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20 μ s (en kA)

4.26

U_{CPV}

tension maximale de régime permanent d'un parafoudre photovoltaïque dédié à la protection de la partie d.c. du générateur PV

4.27

U_P

niveau de protection d'un parafoudre

4.28

I_{SCWPV}

tenue au courant de court-circuit d'un parafoudre

4.29

réseau public de distribution

partie en amont du point de livraison de l'opérateur (gestionnaire du réseau de distribution)

4.30

ensemble de production et/ou de stockage

partie d'installation électrique comportant un ou des générateurs d'énergie électrique et/ou des moyens de stockage et leurs dispositifs de contrôle et de protection

4.31**régulateur****contrôleur de charge de batterie**

dispositif électronique qui commande la charge et la décharge de la batterie dans une installation photovoltaïque. La fonction de contrôle de décharge peut être incluse sous la forme d'un sous-système au sein d'un autre produit

4.32**onduleur d'injection**

équipement de conversion injectant dans un réseau a.c. sous tension la puissance produite par un générateur photovoltaïque

4.33**onduleur autonome**

équipement de conversion transformant la tension continue d'une batterie en une tension alternative de valeurs déterminées en tension et en fréquence

4.34**SPD (ou parafoudre)**

dispositif incluant au moins un composant non linéaire destiné à limiter les surtensions et à évacuer les courants de foudre

Un parafoudre est un ensemble complet disposant de moyens de connexion appropriés.

5 Description des installations PV

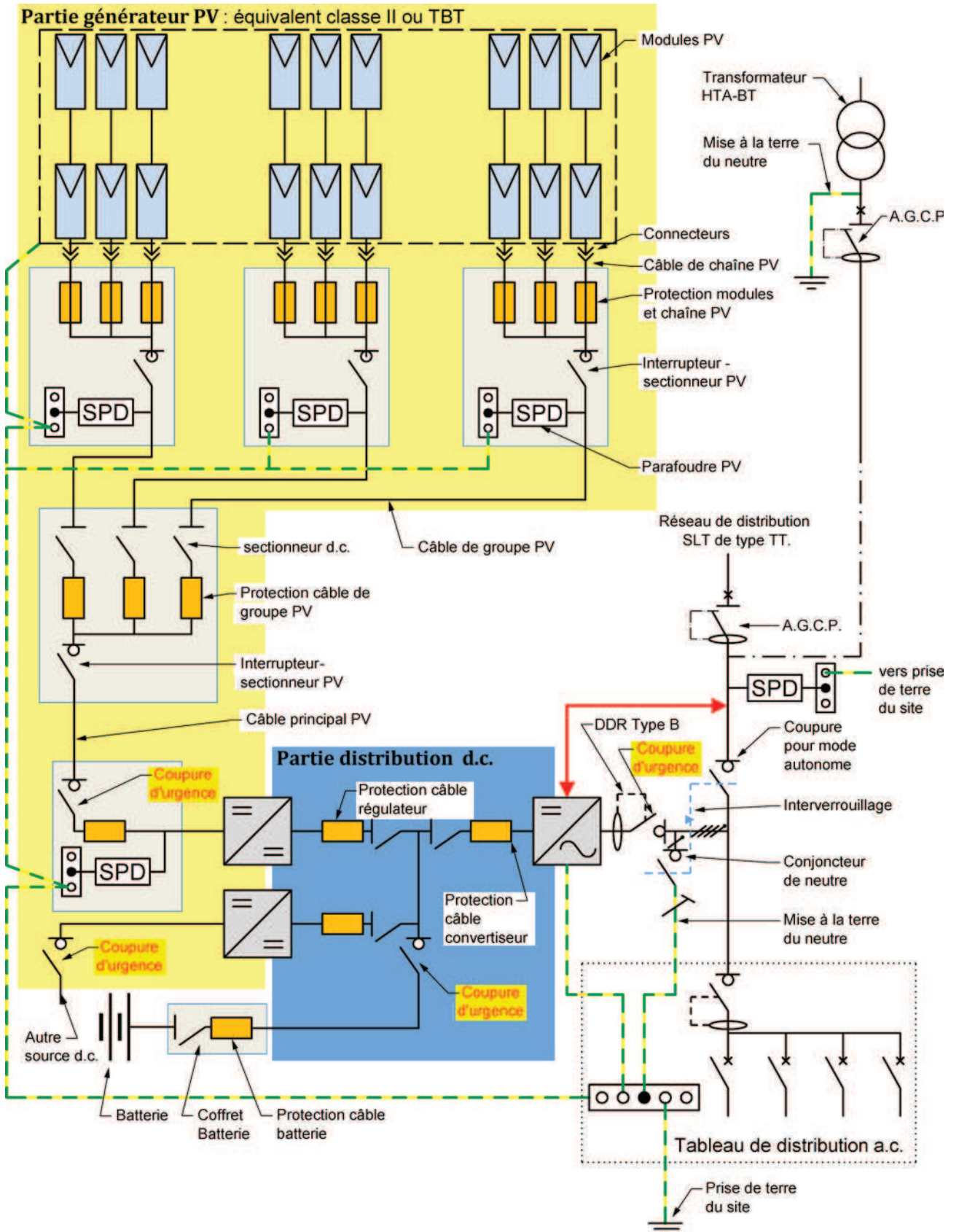
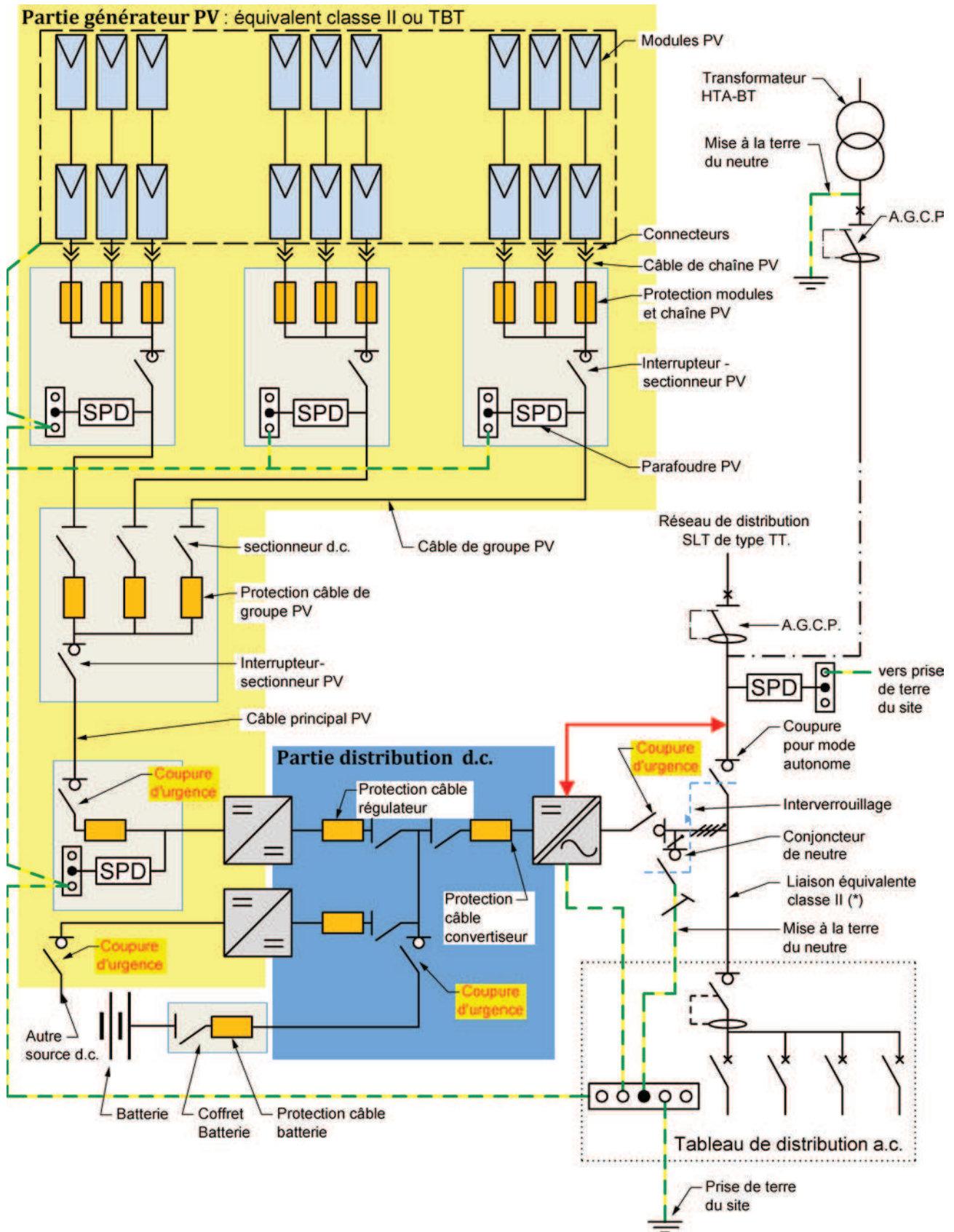
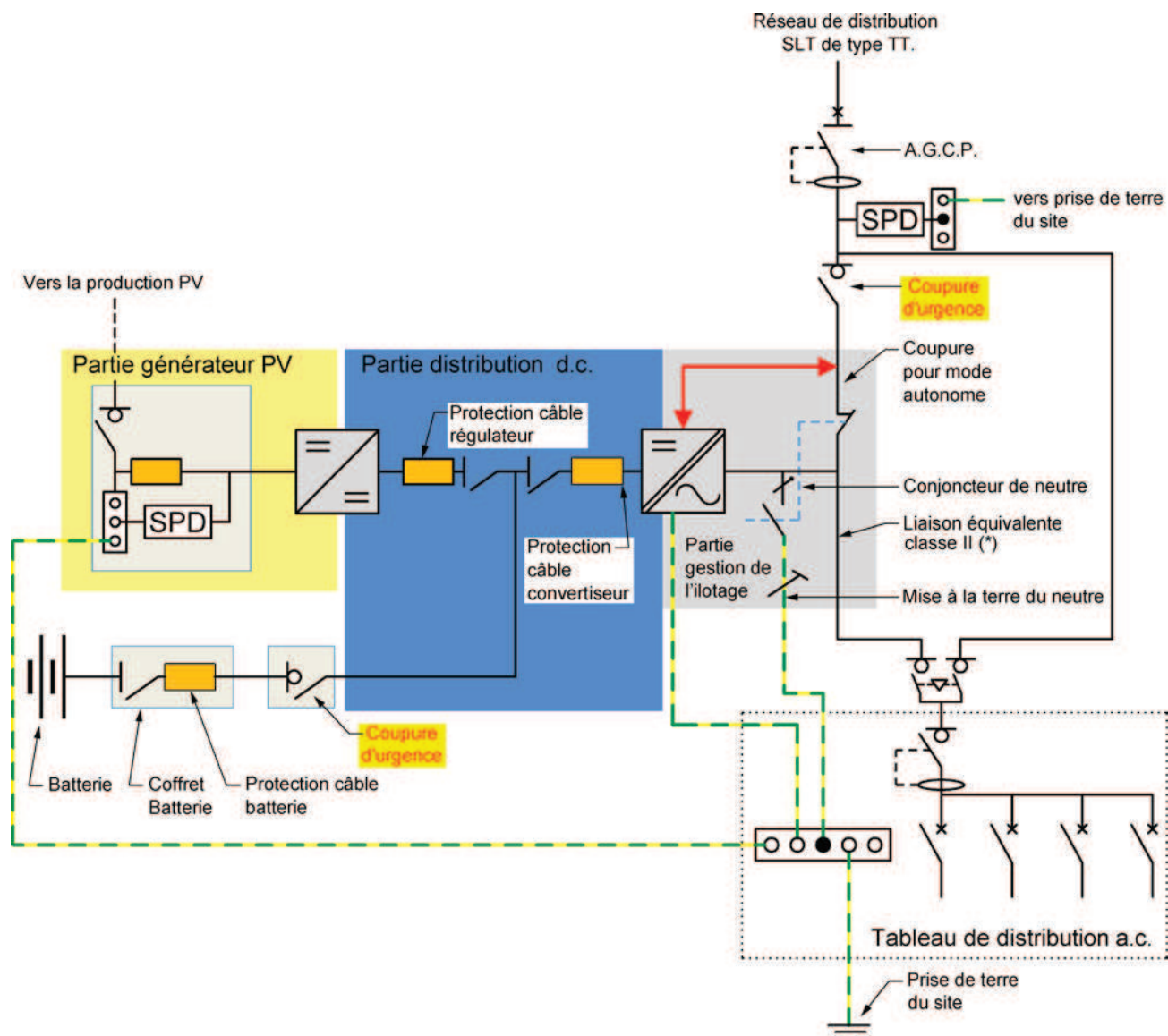


Figure 1 – Exemple d'installation PV avec stockage raccordée au réseau public de distribution BT ou HT **et sans isolation galvanique d.c./a.c.**



(*) Si la canalisation n'est pas équivalente à la classe II, un DDR doit être prévu en amont.

Figure 2 – Exemple d'installation PV avec stockage raccordée au réseau public de distribution BT ou HT et avec isolation galvanique d.c./a.c.



(*) Si la canalisation n'est pas équivalente à la classe II, un DDR doit être prévu en amont.

Figure 3 – Exemple d'installation PV avec stockage raccordée au réseau public de distribution BT, avec isolation galvanique d.c./a.c. et avec certaines fonctions intégrées

6 Mise à la terre de l'installation

6.1 Schémas des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.

6.1.1 Généralités

Le schéma des liaisons à la terre est réalisé conformément aux exigences de la NF C 15-100.

L'installation PV étant considérée comme pouvant être couplée de façon permanente à un réseau public de distribution, les principes à mettre en œuvre pour la coordination des schémas des liaisons à la terre doivent être équivalents à ceux en 4.4 du guide UTE C 15-400.

Quand l'installation est alimentée uniquement par l'onduleur, une coupure et un sectionnement omnipolaires de la connexion au réseau doivent être réalisés et un schéma de liaison à la terre, compatible avec l'installation, doit être établi.

La section minimale du conducteur de mise à la terre du neutre doit être égale à la section des conducteurs actifs.

6.1.2 Onduleur(s) avec séparation galvanique

Lorsqu'un isolement galvanique entre la partie distribution d.c. et la partie utilisation a.c. est présent, ce dernier peut être intégré à l'onduleur ou être externe.

Cet isolement doit respecter les niveaux spécifiés dans la norme NF EN 62109-1.

Cette disposition :

- protège l'onduleur des conséquences d'un défaut d'isolement coté d.c. ;
- permet le libre choix du schéma des liaisons à la terre de la partie utilisation a.c.

6.1.3 Onduleur(s) sans séparation galvanique

Si le schéma de liaison à la terre est TT ou TN coté a.c, le ou les onduleurs doit(vent) être conçu(s) pour supporter sans défaillance un défaut à la terre coté d.c.

6.2 Mise à la terre fonctionnelle d'une polarité de la partie générateur PV

Dans la partie générateur PV, les dispositions de protection contre les contacts indirects ne font pas appel au principe des schémas de liaison à la terre. La partie générateur PV est réalisée selon les règles de la classe II ou isolation équivalente, ou en TBT.

Dans le cas où le régulateur ne comporte pas d'isolement galvanique, une polarité du champ PV peut être reliée à la terre pour des raisons fonctionnelles uniquement en TBT.

En effet, en l'absence d'isolement galvanique dans le régulateur, une mise à la terre fonctionnelle du champ PV est incompatible avec les schémas de liaison à la terre autorisés pour la partie distribution d.c. sauf dans le cas de la TBT (voir 7.3.2.1).

Le cas du régulateur avec isolement galvanique est à l'étude.

Dans ce cas, pour se prémunir contre d'éventuels défauts à la terre, une protection par coupure automatique dans le câble de mise à la terre est exigée pour éliminer tout courant de défaut.

L'appareil de protection doit avoir un pouvoir de coupure au moins égal à la somme de I_{scmax} générateur et du courant de défaut présumé maximal provenant de la batterie I_{defbat} .

Le courant assigné minimal de la protection est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV.

6.3 Mise à la terre des masses et des éléments conducteurs

6.3.1 Partie générateur PV

Pour minimiser les effets dus à des surtensions induites, les cadres métalliques des modules et les structures métalliques support (y compris les chemins de câbles métalliques) doivent être reliés à une liaison équipotentielle de protection elle-même reliée à la terre. Ces structures et cadres métalliques étant généralement en aluminium, il convient d'utiliser des dispositifs de connexion adaptés. Les conducteurs en cuivre nu ne doivent pas cheminer au contact de parties en aluminium. La mise en œuvre de la mise à la terre des modules PV est réalisée conformément aux prescriptions du fabricant.

La Figure 4 ci-dessous illustre des exemples de mise en œuvre.

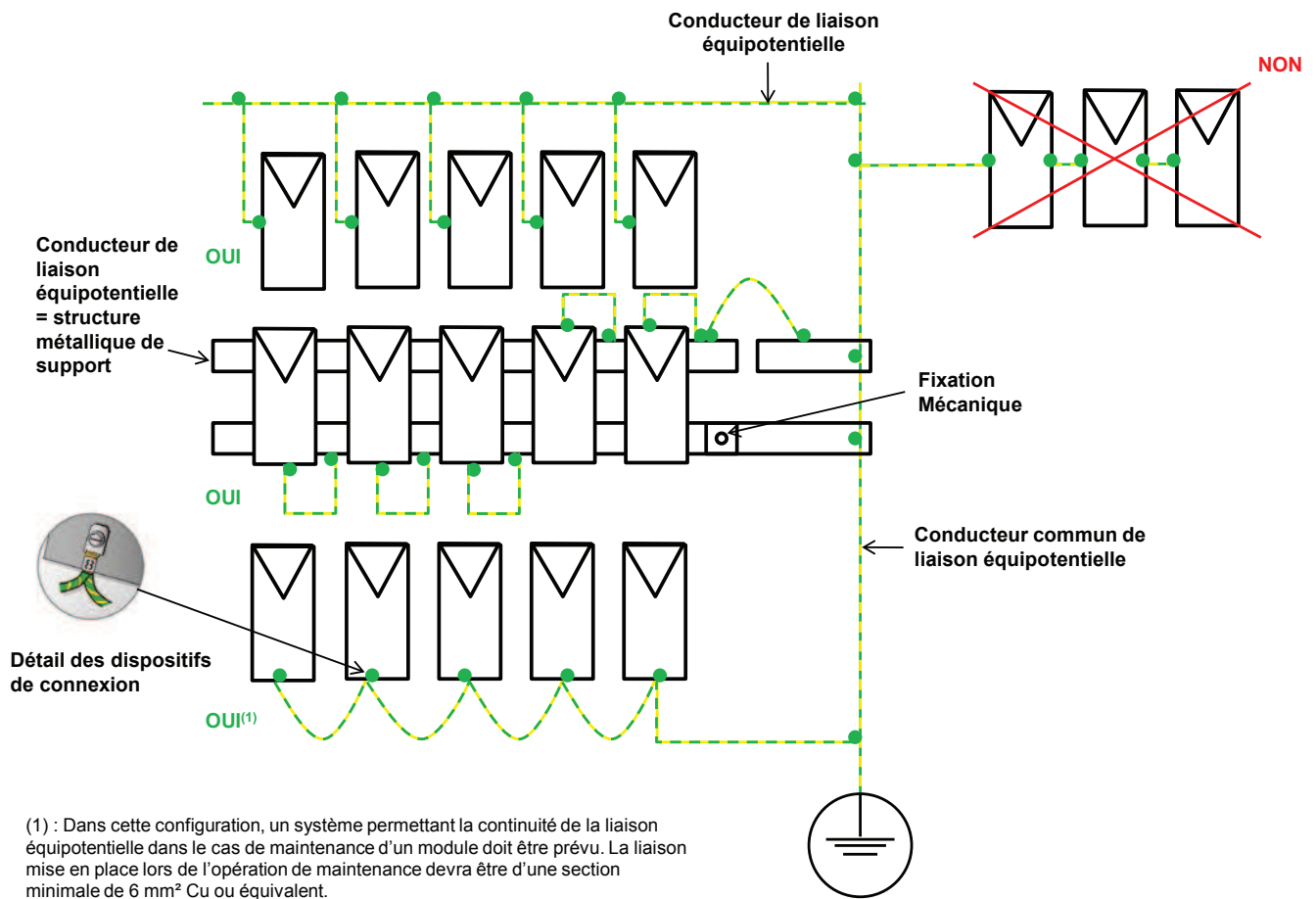


Figure 4 – Exemples de mise en œuvre de la liaison équipotentielle

Conformément au 8.1 de la NF EN 61730-2, un module avec des parties conductrices accessibles qui forment l'armature du périmètre ou le système de montage, ou qui a une surface conductrice supérieure à 10 cm² accessible après l'installation doit avoir des dispositions pour la mise à la terre.

Ces masses et éléments conducteurs d'une installation PV doivent être connectés à la même prise de terre.

Les conducteurs de mise à la terre (isolés ou nus) ont une section minimale de 6 mm² cuivre ou équivalent. Les conducteurs isolés doivent être repérés par la double coloration vert-et-jaune.

6.3.2 Partie distribution d.c.

L'ensemble des masses du coffret batterie et du régulateur, à l'exception des masses des circuits TBTS ou TBTP de la partie distribution d.c., doit être relié à la terre par un conducteur de protection conformément au 411.3.1.2 et à la partie 5-54 de la NF C 15-100.

6.3.3 Equipements de conversion

La masse de chaque équipement de conversion doit être reliée à la liaison équipotentielle principale par un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent, et au conducteur de protection de l'installation.

7 Protection contre les chocs électriques

7.1 Généralités

Les matériels de l'installation courant continu doivent être considérés sous tension, même en cas de déconnexion de la batterie.

La tension courant continu à considérer pour le générateur PV est la tension U_{ocSTC} .

La tension courant continu à considérer pour la partie distribution d.c. est la tension nominale de la batterie U_{dc} .

7.2 Mesure de protection par TBTS ou TBTP

7.2.1 Protection contre les contacts directs

Lorsque la tension nominale du circuit TBTS est inférieure ou égale à 25 V valeur efficace en courant alternatif ou 60 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.

Lorsque la tension nominale du circuit TBTP est inférieure ou égale à 12 V valeur efficace en courant alternatif ou 30 V en courant continu lisse, la protection contre les contacts directs par isolation des parties actives ou par enveloppe n'est pas nécessaire.

(voir Tableau 2)

Tableau 2 – Synthèse de la protection contre les contacts directs

Tension continue	$U_{ocmax} \leq 30 \text{ V}$	$30 < U_{ocmax} \leq 60$	$60 < U_{ocmax} \leq 120$
Tension alternative	$U_{ocmax} \leq 12 \text{ V}$	$12 < U_{ocmax} \leq 25$	$25 < U_{ocmax} \leq 50$
TBTS Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Non nécessaire	Nécessaire
TBTP Protection contre les contacts directs	Non nécessaire	Nécessaire	Nécessaire

7.2.2 Protection contre les contacts indirects

Les exigences de la TBTS ou TBTP sont décrites à l'Article 414 de la NF C 15-100 et sont précisées ci-dessous :

- la tension U_{ocSTC} est inférieure ou égale à 120 V ;
- la tension nominale de la batterie U_{dc} est inférieure ou égale à 120 V ;
- la partie a.c. de l'installation est séparée par un transformateur de sécurité conforme à la norme NF EN 61558-2-6 ou un convertisseur de sécurité conforme à la norme NF EN 50178. Le transformateur de sécurité peut être intégré à l'onduleur, ou situé à proximité de celui-ci si la liaison entre les deux équipements est réalisée avec du matériel de classe II ou par isolation équivalente.

Lorsque la mise à la terre fonctionnelle d'une polarité est nécessaire, les règles de la TBTP s'appliquent. Alors, en l'absence de séparation galvanique dans le régulateur, cette mise à la terre est celle de la partie distribution d.c.

7.3 Mesure de protection en basse tension

7.3.1 Protection contre les contacts directs

Tous les points de connexions nécessaires à la réalisation d'une chaîne PV dont la tension U_{ocSTC} est supérieure à 60 V, doivent être assurés par des connecteurs y compris à ses extrémités.

Les matériels électriques doivent faire l'objet d'une disposition de protection par isolation des parties actives ou par enveloppe.

Les armoires ou coffrets contenant des parties actives accessibles doivent pouvoir être fermés soit au moyen d'une clef, soit au moyen d'un outil, à moins qu'ils ne soient situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès.

Lorsque les coffrets ou armoires ne sont pas situés dans un local où seules des personnes averties ou qualifiées peuvent avoir accès, une protection contre les contacts directs doit être assurée lorsqu'une porte d'accès est ouverte en utilisant du matériel possédant par construction ou par installation, au moins le degré de protection IP2X ou IPXXB.

7.3.2 Protection contre les contacts indirects

7.3.2.1 Généralités

Les règles de protection contre les contacts indirects sont celles énoncées dans la partie 4-41 de la NF C 15-100.

La partie générateur PV est caractérisée par la tension U_{ocSTC} . La partie distribution d.c. est caractérisée par la tension U_{dc} .

Les parties d.c. en BT sont protégées par les dispositions suivantes :

- isolation double ou renforcée sur la partie générateur PV selon les dispositions de l'Article 412 de la NF C 15-100,
- **coupe automatique en schéma IT ou TT pour la partie distribution d.c. en tenant compte des § 7.3.2.2 et 7.3.2.3 suivants.**

La mise en œuvre du schéma de liaison à la terre TN dans la partie de distribution d.c. n'est pas envisageable car il impliquerait l'utilisation de dispositifs différentiels résiduels (DDR) sur cette partie d.c. Dans l'état actuel des développements et compte tenu des difficultés de mise en œuvre, il est pratiquement impossible d'envisager la mise en œuvre de ce schéma de liaison à la terre TN.

7.3.2.2 **Partie distribution d.c. en schéma IT**

Dans ce mode de protection :

- aucune des polarités ne doit être reliée à la terre ;
- **un contrôleur permanent d'isolement doit être mis en œuvre ;**
- au premier défaut, le CPI (Contrôleur Permanent d'Isolement) commande l'arrêt de l'onduleur. Le redémarrage n'est autorisé qu'après suppression du défaut par un personnel qualifié.

Le CPI (Contrôleur Permanent d'Isolation) doit répondre aux exigences suivantes :

- contrôleur d'isolation répondant à la norme NF EN 61557-8 ;
- pour les onduleurs répondant à la série NF EN 62109, le contrôle d'isolation intégré est accepté pour répondre à cette mesure ;
- la surveillance doit être assurée pour la tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque et U_{dc} des batteries.

Le choix du seuil d'alarme du contrôleur d'isolation est fonction de la technologie des modules PV et de la surface du champ PV.

Dans le cas où la coupure automatique au deuxième défaut n'est pas réalisable (courant qui circule dans la boucle de défaut trop faible pour assurer le déclenchement de la protection), toute partie de la distribution d.c. doit répondre à une des mesures suivantes :

- coupure automatique au premier défaut des régulateurs PV et des autres sources si nécessaire,
- dispositions au 411.3.2.5 de la NF C 15-100,
- classe II de la partie distribution d.c. et des équipements de conversion.

7.3.2.3 Partie distribution d.c. en schéma TT

Le schéma TT de la partie distribution d.c. **est fixé par la mise à la terre côté a.c. du conducteur neutre.**

Il n'y a pas d'isolation galvanique entre la partie distribution d.c. et utilisation a.c.

Sur la partie distribution d.c. aucune des polarités ne doit être reliée à la terre.

La protection contre les contacts indirects côté d.c. est assurée par la mise en œuvre d'une coupure automatique assurée par un DDR de type B qui doit être placé côté a.c. :

- soit entre la sortie a.c. du convertisseur et la liaison directe à la terre unique d'un conducteur actif ;
- soit sur le regroupement de l'ensemble des onduleurs et la liaison directe à la terre unique d'un conducteur actif.

Cette disposition permet de couper la circulation de composantes d.c. côté a.c., en coupant le chemin de retour du courant de défaut.

Elle ne supprime pas le défaut côté **d.c.** Le circuit en défaut côté d.c. reste potentiellement alimenté par les sources PV et batterie. L'installation se retrouve alors en schéma IT.

En conséquence, dans le cas de deuxième défaut côté d.c. et lorsque la coupure automatique au deuxième défaut n'est pas réalisable (courant qui circule dans la boucle de défaut trop faible pour assurer le déclenchement de la protection), toute partie de la distribution d.c. doit répondre à une des mesures suivantes :

- **coupure automatique au premier défaut des régulateurs PV et des autres sources si nécessaire ;**
- **mise en œuvre d'une Liaison Equipotentielle Supplémentaire (LES) selon les dispositions des paragraphes 411.3.2.5 et 415.2 de la NF C 15-100 ;**
- **classe II de la partie distribution d.c. et des équipements de conversion.**

7.3.2.4 Partie utilisation a.c.

Si l'installation est raccordée au réseau public de distribution à basse tension avec schéma de liaison à la terre TT ou à un poste de transformation privé comportant déjà une mise à la terre du neutre côté basse tension, elle ne doit pas comporter d'autres mises à la terre du neutre (voir 9.4). En mode séparé du réseau de distribution, la mise à la terre du neutre n'est plus assurée par le réseau. Cette mise à la terre doit être rétablie dans l'installation en un seul point.

La mise à la terre du neutre doit être assurée sans chevauchement lors de l'aller-retour de mode raccordé en mode séparé du réseau.

La protection contre les contacts indirects est assurée par coupure automatique de l'alimentation.

En mode séparé du réseau de distribution, du fait de la présence de sources ayant une faible puissance de court-circuit, la protection contre les contacts indirects est assurée par dispositifs à courant différentiel résiduel (DDR).

Dans le cas d'un ensemble onduleur/transformateur avec schéma de liaison à la terre IT, pour la partie d'installation située entre l'onduleur et son transformateur BT/BT ou HT/BT situé à proximité, la mise en œuvre d'un CPI pour cette seule partie d'installation n'est pas exigée.

Quand l'onduleur est en fonctionnement, cette partie d'installation est surveillée par le CPI installé pour la partie distribution d.c.

8 Protection contre les surintensités

8.1 Partie courant continu

8.1.1 Généralités

La Figure 5 ci-dessous récapitule les opérations à mener pour choisir les dispositifs de protection contre les surintensités et pour dimensionner les câbles de la partie générateur PV.

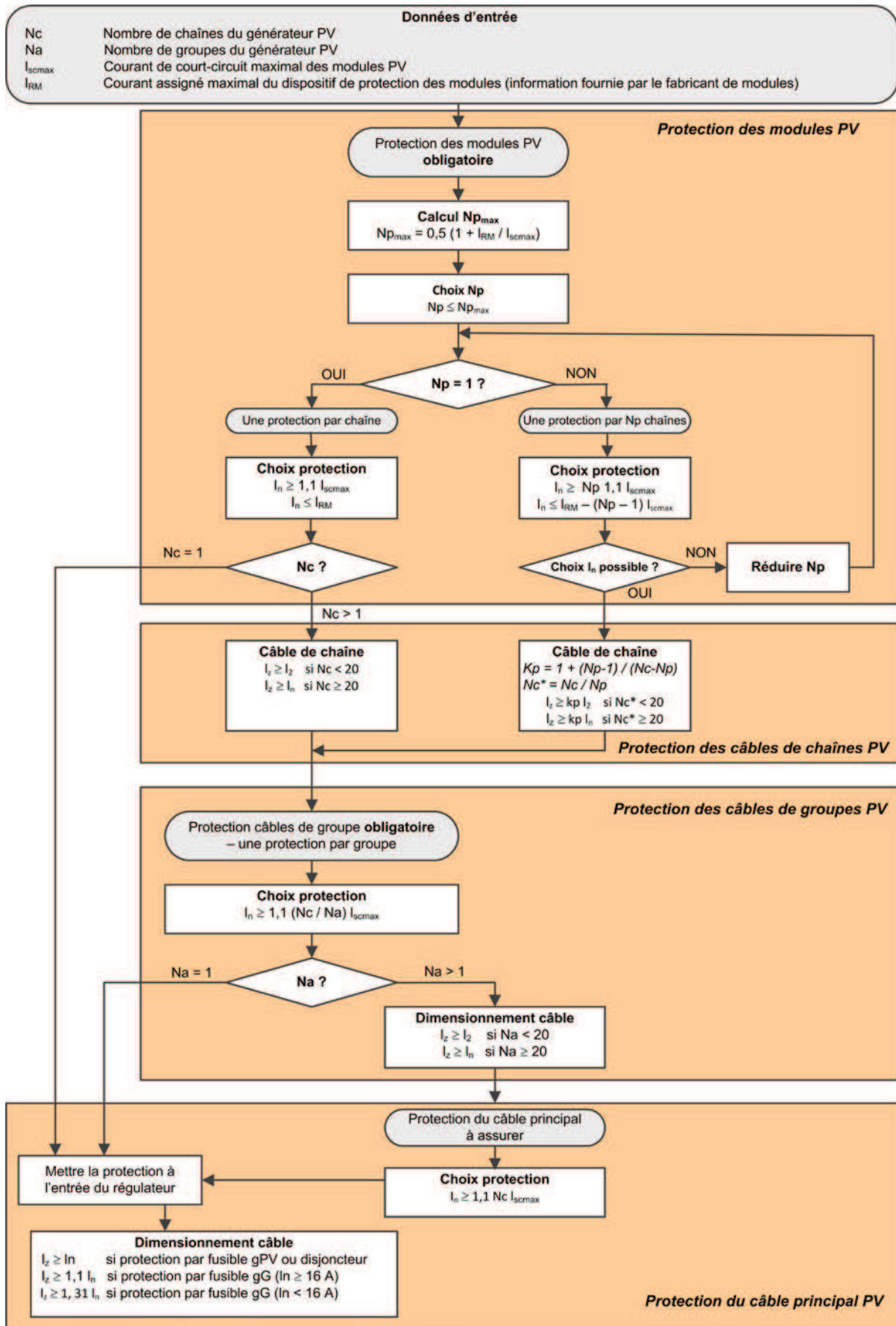


Figure 5 – Choix des protections contre les surintensités et des câbles pour la partie d.c.

8.1.2 Protection des modules PV

Chaque chaîne PV doit être protégée par un dispositif de protection contre les surintensités pour prendre en compte les éventuels courants inverses dus aux chaînes en parallèle, et le cas où le dispositif anti-retour du régulateur est inopérant.

Si le générateur PV est constitué d'une seule chaîne, le courant inverse maximal circulant dans la chaîne en défaut est le courant de court-circuit fourni par la batterie.

Si le générateur PV est constitué de N_c chaînes, le courant inverse maximal circulant dans la chaîne en défaut est la somme du courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie et du courant fourni par les autres chaînes en parallèle, qui peut valoir jusqu'à $(N_c - 1) I_{scmax}$.

La règle générale est que chaque chaîne soit protégée individuellement par un dispositif de protection. Dans certains cas de modules ayant une tenue très élevée en courant inverse, N_p chaînes peuvent être raccordées en parallèle à un dispositif de protection unique.

Sauf déclaration du fabricant de modules PV sur le nombre maximal de chaînes raccordées en parallèle à un dispositif de protection unique, les règles suivantes s'appliquent.

Le nombre maximal de chaînes en parallèle N_{pmax} raccordables à un dispositif de protection est donné par le Tableau 3.

**Tableau 3 – Détermination de N_{pmax}
Nombre maximal de chaînes en parallèle par dispositif de protection**

Tenue en courant inverse du module	N_{pmax}
$1 I_{scmax} \leq I_{RM} < 3 I_{scmax}$	1
$3 I_{scmax} \leq I_{RM} < 5 I_{scmax}$	2
$5 I_{scmax} \leq I_{RM} < 7 I_{scmax}$	3
Cas général :	$N_{pmax} \leq 0,5 (1 + I_{RM} / I_{scmax})$

Le dimensionnement des dispositifs de protection des chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 4.

Tableau 4 – Dimensionnement des dispositifs de protection des modules PV

N_c Nombre de chaînes du générateur	N_p Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans une chaîne	I_n Courant assigné des dispositifs de protection
1	1	I_{defbat}	$I_n \geq 1,1 I_{scmax}$ $I_n \leq I_{RM}$
$N_c > 1$	1	$(N_c - 1) I_{scmax} + I_{defbat}$	$I_n \geq 1,1 I_{scmax}$ $I_n \leq I_{RM}$
	$N_p > 1$		$I_n \geq N_p 1,1 I_{scmax}$ $I_n \leq I_{RM} - (N_p - 1) I_{scmax}$

Dans le cas où aucune valeur assignée normalisée du dispositif de protection ne peut remplir les conditions requises, il convient de reprendre le calcul avec une valeur de N_p inférieure.

8.1.3 Protection des câbles de chaînes PV

Le dimensionnement des câbles de chaînes PV se fait à l'aide du Tableau 5 en prenant en compte le dimensionnement du dispositif de protection des modules PV adopté dans le 8.1.2.

Tableau 5 – Courants admissibles des câbles de chaînes PV

Nc Nombre de chaînes du générateur	Np Nombre de chaînes par dispositif de protection	Courant inverse maximal dans un câble de chaîne	I _n Courant assigné des dispositifs de protection des modules	I _z Courant admissible des câbles de chaînes
1	1	I _{defbat}	-	Voir câble principal PV
Nc > 1	1	(Nc - 1) I _{scmax} + I _{defbat}	I _n déterminé par le Tableau 4	I _z ≥ I _z si Nc < 20
	Np > 1			I _z ≥ I _n si Nc ≥ 20
				I _z ≥ k _p I _z si Nc/Np < 20
				I _z ≥ k _p I _n si Nc/Np ≥ 20

Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I₂ est pris égal à 1,3 I_n. Pour les fusibles gPV, le courant I₂ est pris égal à 1,45 I_n.

Afin de dimensionner la section des câbles de chaînes à ce qui est strictement nécessaire à la sécurité électrique, il est proposé une détermination du courant admissible des chaînes de câbles en fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I₂ :

- pour Nc < 20 ou Nc/Np < 20, le risque d'occurrence est considéré comme significatif. La condition 1b en 433.1 de la NF C 15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I₂ ou à k_p I₂ ;
- pour Nc ≥ 20 ou Nc/Np ≥ 20, le risque d'occurrence n'est pas considéré comme significatif. La condition 1b en 433.1 de la NF C 15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n ou à k_p I_n.

Le coefficient k_p est utilisé si Np, le nombre de chaînes par dispositif de protection, est supérieur à 1. Il permet de prendre en compte les courants fournis par les chaînes directement en parallèle sur la chaîne en défaut, et ne passant pas par un dispositif de protection. Il se calcule par la formule suivante : $k_p = 1 + (N_p - 1) / (N_c - N_p)$. Il est toujours supérieur à 1 et tend vers 1 quand Nc est grand.

Le choix final du courant admissible des câbles de chaînes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

8.1.4 Protection des câbles de groupes PV

Chaque câble de groupe PV doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités pour prendre en compte les éventuels courants inverses dus aux groupes en parallèle, et le cas où le dispositif anti-retour du régulateur est inopérant.

Si le générateur PV est constitué d'un seul groupe, le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe a pour valeur le courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie.

Si le générateur PV est constitué de Na groupes (Na > 1), le courant inverse maximal circulant dans le câble du groupe en défaut est la somme du courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie et du courant fourni par les autres groupes en parallèle, qui peut valoir jusqu'à (Na - 1) (Nc/Na) I_{scmax}.

Les dimensionnements des dispositifs de protection et des câbles de groupes PV se font à l'aide du Tableau 6.

Tableau 6 – Dimensionnement des dispositifs de protection et courants admissibles des câbles de groupes PV

Na Nombre de groupes du générateur	Courant inverse maximal dans un câble de groupe	I_n Courant assigné des dispositifs de protection de groupes	I_z Courant admissible des câbles de groupes
1	I_{defbat}	$I_n \geq 1,1 N_c I_{scmax}$	Voir câble principal PV
Na > 1	$(Na - 1) (N_c / Na) I_{scmax} + I_{defbat}$	$I_n \geq 1,1 (N_c / Na) I_{scmax}$	$I_z \geq I_2$ si $Na < 20$ $I_z \geq I_n$ si $Na \geq 20$

Pour les disjoncteurs conformes à la norme NF EN 60947-2, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à 1,3 I_n . Pour les fusibles gPV, le courant I_2 est pris égal à 1,45 I_n .

La détermination du courant admissible des câbles de groupes est fonction du risque d'occurrence d'une surcharge prolongée à un niveau de courant compris entre I_n et I_z :

- pour $Na < 20$, le risque d'occurrence est considéré comme significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C 15-100 n'est pas applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_2 ;
- pour $Na \geq 20$, le risque d'occurrence n'est pas considéré comme significatif. La condition 1b du paragraphe 433.1 de la NF C 15-100 est applicable et I_z doit être supérieur ou égal à I_n .

Le choix final du courant admissible I_z des câbles de groupes PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

8.1.5 Protection du câble principal PV

Le câble principal PV doit être protégé par un dispositif de protection contre les surintensités pour prendre en compte le cas où le dispositif anti-retour du régulateur est inopérant.

Le courant inverse maximal circulant dans le câble principal a pour valeur le courant de court-circuit I_{defbat} fourni par la batterie.

Les dimensionnements du dispositif de protection et du câble principal PV se font à l'aide du Tableau 7.

Tableau 7 – Dimensionnement du dispositif de protection et courant admissible du câble principal PV

Courant inverse maximal dans le câble principal PV	I_n Courant assigné du dispositif de protection	I_z Courant admissible du câble principal PV
I_{defbat}	$I_n \geq 1,1 N_c I_{scmax}$	$I_z \geq I_n$ si protection par fusible gPV ou disjoncteur $I_z \geq 1,1 I_n$ si protection par fusible gG ($I_n \geq 16A$) $I_z \geq 1,31 I_n$ si protection par fusible gG ($I_n < 16A$)

Pour les fusibles gG de calibre supérieur ou égal à 16 A, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à 1,6 I_n et pour les fusibles gG de calibre inférieur à 16 A, le courant conventionnel de fonctionnement I_2 est pris égal à 1,9 I_n .

Le choix final du courant admissible I_z du câble principal PV doit tenir compte des différents facteurs de correction définis dans la partie 5-52 de la NF C 15-100.

La protection du câble principal PV doit être mise en place à proximité immédiate du régulateur.

8.1.6 Caractéristiques des dispositifs de protection contre les surintensités

Les dispositifs de protection contre les surintensités doivent être, soit des fusibles conformes à la norme NF EN 60269-6, soit des disjoncteurs conformes à la NF EN 60947-2. Pour la protection du câble principal PV uniquement, il est possible d'utiliser un fusible conforme à la NF C 60-200-2.

Ces dispositifs doivent être mis en oeuvre sur les deux polarités quelle que soit la configuration de l'installation.

Ces dispositifs doivent respecter les dispositions suivantes spécifiques :

- la tension assignée d'emploi U_e doit être supérieure ou égale à la tension U_{ocmax} du générateur photovoltaïque ;
- le courant assigné I_n est déterminé en 8.1.2, 8.1.4 et 8.1.5 ;
- le pouvoir assigné de coupure doit être au moins égal à la somme de I_{scmax} générateur et du courant de défaut présumé maximal provenant de la batterie I_{defbat} ;
- la température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produit, l'installateur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les dispositifs de protection en conséquence ;
- les fusibles de la partie générateur PV doivent posséder le marquage gPV (conformément à la NF EN 60269-6), excepté pour le câble principal quand il est protégé par un fusible de type gG. Les disjoncteurs doivent posséder le marquage pour une utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole $\overline{---}$), être indépendants du sens de passage du courant et adaptés aux valeurs des courants.

8.2 Partie distribution d.c.

8.2.1 Protection du câble batterie

Le câble batterie doit être protégé contre les surintensités.

Le dimensionnement du dispositif de protection du câble batterie doit tenir compte, en plus des dispositions des parties 4-43 et 5-52 de la NF C 15-100 :

- a) du courant de charge batterie pouvant être plus important que le courant d'utilisation ;
- b) du courant de court-circuit potentiel de la batterie.

Des mesures doivent être mises en œuvre pour s'assurer que les matériels alimentés en d.c. ne puissent être alimentés sous une tension supérieure à la tension maximale admissible après déconnexion de la batterie.

Il est admis, conformément au paragraphe 434.3 de la NF C 15-100, de se dispenser de protection contre les courts-circuits si les deux conditions suivantes sont simultanément remplies :

- a) la canalisation est réalisée de manière à réduire au minimum le risque d'un court-circuit (par exemple en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolement équivalent à la classe II) ;
- b) la canalisation ne doit pas être placée à proximité de matériaux combustibles.

8.2.2 Protection du câble régulateur et du câble onduleur

Ces câbles doivent être protégés contre les courts-circuits susceptibles d'intervenir dans les équipements de conversion et alimentés par la batterie.

Cette protection peut être placée sur le câble de l'équipement de conversion ou être assurée par le dispositif de protection du câble batterie, en respectant les exigences de l'article 434.2.2.2 de la NF C 15-100.

La protection contre les surintensités de ces câbles doit être au plus près du bus d.c.

En complément des dispositions des parties 4-43 et 5-53 de la NF C 15-100, le dimensionnement du dispositif de protection de ces câbles doit tenir compte :

- a) du courant de fonctionnement de l'équipement de conversion ;
- b) du courant de court-circuit potentiel de la batterie.

8.3 Partie utilisation a.c.

8.3.1 Généralités

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau par un branchement à puissance limitée, la section minimale des conducteurs raccordés aux bornes aval de l'AGCP est de 10 mm² Cu.

8.3.2 Protection contre les surcharges

Les circuits a.c. sont protégés contre les surcharges conformément aux prescriptions de l'Article 433 de la NF C 15-100.

Pour chaque onduleur, le courant d'emploi à prendre en compte est le courant maximal donné par le fabricant d'onduleur ou à défaut 1,1 fois son courant nominal.

Le courant assigné du tableau où est raccordée l'installation PV doit prendre en compte le courant d'emploi de l'onduleur.

Le choix du calibre du dispositif de protection doit tenir compte des contraintes particulières telles que, par exemple, montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

8.3.3 Protection contre les courts-circuits

En cas de court-circuit au niveau d'un onduleur ou de sa canalisation, l'onduleur est considéré comme la charge et le réseau public comme la source.

Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection des installations raccordées au réseau est déterminé en tenant compte des courants de courts-circuits maximaux susceptibles d'apparaître en provenance du réseau.

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

Dans le cas d'un ensemble onduleur/transformateur, pour la partie d'installation située entre l'onduleur et son transformateur BT/BT ou HT/BT situé à proximité, il n'est pas nécessaire de prévoir de dispositif de protection contre les courts-circuits entre le transformateur et l'onduleur lorsque cette fonction de protection est assurée par la protection du transformateur.

8.4 Protection des circuits auxiliaires

Tous les circuits auxiliaires alimentés par une source de tension (mesure de tension, commande, signalisation, etc.) doivent être protégés contre les courts-circuits.

9 Protection de découplage et fonctionnement en mode autonome

9.1 Généralités

Deux modes de fonctionnement d'installation PV avec dispositif de stockage sont à considérer :

- mode connecté au réseau de distribution en permanence ;
- mode connecté au réseau de distribution avec possibilité de fonctionner en mode autonome.

9.2 Protection de découplage

Cette protection est destinée à la déconnexion des générateurs en cas de :

- défaut sur le réseau public de distribution ;
- disparition de l'alimentation par le réseau public de distribution ;
- variations de la tension ou de la fréquence supérieures à celles spécifiées par le Gestionnaire du Réseau de Distribution.

Les modalités de choix du type de protection de découplage et leurs seuils de réglage figurent dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau. En l'absence d'exigences de la part du gestionnaire de réseau, les préconisations suivantes s'appliquent :

- Cette protection de découplage est du type B.1 pour les installations injectant sur le réseau une puissance totale maximale n'excédant pas 250 kVA et de type H pour les installations injectant une puissance supérieure.
- Dans les installations présentant une puissance totale injectée sur le réseau n'excédant pas 250 kVA, la protection de découplage peut être intégrée aux onduleurs. Elle doit alors être conforme à la prénorme DIN VDE 0126-1-1.
- Une protection de découplage doit être prévue soit pour chaque générateur ou convertisseur, soit pour un groupe de générateurs ou de convertisseurs soit de façon centralisée en amont.

Les protections de découplage de type B.1 et de type H sont définies dans le guide UTE C 15-400.

9.3 Fonctionnement en mode autonome

Le basculement d'un mode raccordé réseau à un mode autonome est réalisé par la disparition de la tension du réseau :

- soit par action de la protection de découplage,
- soit par manœuvre volontaire d'un dispositif de coupure à action directe ou télécommandée.

Le basculement du mode autonome au mode raccordé réseau ne peut se faire que si les générateurs et/ou convertisseurs sont à l'arrêt ou synchronisés avec le réseau de distribution.

9.4 Schéma de liaison à la terre en mode autonome

Lorsque l'installation électrique est raccordée sans séparation galvanique au réseau public de distribution à basse tension, le schéma de liaison à la terre est celui du réseau et toute liaison du neutre à la terre est interdite dans l'installation.

L'appareil de coupure pour passage en mode autonome doit couper tous les conducteurs actifs (exception faite du conducteur PEN en TNC).

Une fois l'installation séparée par le dispositif de passage en mode autonome, le schéma de liaison à la terre doit être rétabli selon l'un des quatre cas suivants :

- L'installation est prévue pour fonctionner en schéma des liaisons à la terre IT, (protection contre les contacts indirects, gestion du double défaut) le neutre n'est pas à connecter à la terre et tous les principes du schéma des liaisons à la terre IT s'appliquent.
- L'installation est prévue pour fonctionner en schéma des liaisons à la terre TT ou TN-S, la mise en œuvre d'un conjoncteur de neutre est à prévoir pour connecter le neutre à la terre sans chevauchement avec la mise à la terre du neutre en amont pour éviter tout déclenchement intempestif du DDR. Dans le cas de plusieurs onduleurs fonctionnant en parallèle, la mise à la terre du neutre doit se faire en un seul point externe et commun aux onduleurs.
- L'installation est prévue pour fonctionner avec un transformateur privé d'injection sur le réseau HT, en schéma des liaisons à la terre TN-C au moins jusqu'en aval du dispositif de coupure pour passage en mode autonome. Dans ce cas, la mise à la terre du neutre se fait en un seul point et ne nécessite pas de mise en œuvre de conjoncteur de neutre.

- Un transformateur assurant une séparation galvanique est inséré en aval du dispositif de coupure pour passage en mode autonome, le neutre peut être fixé en permanence à la terre.

9.5 Gestion des échanges d'énergie avec le réseau

Les courants d'injection et de soutirage du site doivent être maintenus en permanence dans les limites des capacités de son raccordement au réseau et dans les limites conventionnelles du distributeur.

Le dispositif de gestion des échanges du site avec le réseau peut avantageusement utiliser les télé-informations normalisées du comptage de référence mis en œuvre par le gestionnaire du réseau de distribution.

10 Prévention contre la dégradation des installations PV

Pour les installations de tension comprise entre 120 V et 1500 V, les mesures de protection contre les contacts indirects mises en œuvre pour la partie distribution d.c., décrites aux paragraphes 7.3.2.1, 7.3.2.2 et 7.3.2.3 permettent de prévenir la dégradation de la partie générateur PV due aux influences externes particulières et à la présence de courant continu.

Le contrôleur permanent d'isolement et le DDR de type B sont :

- *une mesure principale pour la protection contre les contacts indirects de la partie distribution d.c. et,*
- *une mesure complémentaire de prévention contre la dégradation de la partie générateur PV.*

Dans le cas d'un générateur étendu (>100 kWc), il est recommandé de prévoir la mise en œuvre de détecteurs permettant la localisation sous tension du défaut d'isolement dans le champ PV.

11 Chute de tension

11.1 Généralités

Afin d'assurer le bon fonctionnement de l'installation, il convient de réduire au maximum les chutes de tension notamment sur la partie d.c..

Les chutes de tension doivent prendre en compte les appels de courant éventuels des appareils d'utilisation pour garantir un bon fonctionnement.

11.2 Partie générateur PV

Il est impératif de prendre en compte les chutes de tension afin d'assurer un fonctionnement optimum de l'installation et notamment la charge correcte de la batterie.

Il est recommandé que la chute de tension maximale entre le générateur PV et le régulateur soit au plus égale à 3%.

Le calcul de la chute de tension dans les câbles est effectué dans les conditions suivantes :

- la résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal ($\rho = 1,25 \times \rho_0$ tel que défini par la partie 5-52 de la NF C 15-100) ;
- la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension U_{mppSTC} ;
- le courant à prendre en compte pour la chute de tension est le courant I_{mppSTC} (STC : conditions d'essais normalisées) ;
- la chute de tension doit être calculée pour chaque câble de chaîne PV, chaque câble de groupe PV, et pour le câble principal PV. On calcule ensuite le cumul des chutes de tension des câbles compris entre chaque chaîne et le régulateur, et on retient le cumul le plus important.

11.3 Partie installation a.c.

La chute de tension maximale autorisée entre les bornes a.c. de l'onduleur et le point de livraison (NF C 14-100) est de 3 % à puissance nominale du ou des onduleurs. Il est recommandé de limiter cette chute de tension à 1 % de façon à limiter d'une part les pertes d'énergie, et d'autre part les découplages momentanés de l'onduleur en préservant une marge entre la tension moyenne de fonctionnement de l'onduleur, et le réglage de sa protection à maximum de tension.

Pour les installations PV connectées au réseau public de distribution HTA par l'intermédiaire d'un transformateur HTA/BT, les mêmes recommandations s'appliquent sur la partie basse tension entre l'onduleur et le transformateur.

Pour les circuits d'utilisation a.c., les dispositions de l'Article 525 de la norme NF C 15-100 s'appliquent.

11.4 Partie distribution d.c.

En l'absence de dispositif de mesure de tension aux bornes de la batterie, la chute de tension maximale entre la batterie et les dispositifs de régulation de charge et de limitation de décharge doit être de 2% maximum.

Le calcul de la chute de tension dans les câbles est effectué dans les conditions suivantes :

- la résistivité du câble est celle correspondant à la température maximale de l'âme en service normal ($\rho = 1,25 \times \rho_0$ tel que défini par la partie 5-52 de la NF C 15-100) ;
- la tension de référence à prendre en compte pour la chute de tension est la tension nominale de la batterie ;
- le calcul de la chute de tension doit être fait pour le courant maximum de charge ou de décharge de la batterie.

12 Sectionnement, coupure et commande

12.1 Sectionnement

Pour permettre la maintenance des équipements tels que convertisseur, onduleur, régulateur, etc., des moyens de sectionnement doivent être prévus, de part et d'autre et à proximité de chaque équipement, tant du côté continu que du côté alternatif. Le sectionnement doit être omnipolaire.

Les dispositifs de sectionnement peuvent ne pas être à action simultanée pour les parties générateur PV et distribution d.c.. Pour les parties utilisation a.c. et d.c., les dispositifs de sectionnement doivent être à action simultanée.

12.2 Commande

Dans le cas d'utilisation d'un groupe électrogène, conformément au 465.1.5 de la NF C 15-100, les dispositifs de commande fonctionnelle assurant la permutation de sources d'alimentation doivent intéresser tous les conducteurs actifs, sauf un éventuel PEN, et ne doivent pas pouvoir mettre les sources en parallèle, à moins que l'installation ne soit spécialement conçue pour cette condition.

Pour permettre les interventions de maintenance, un dispositif de coupure doit être prévu à l'intérieur ou à proximité des boîtes de jonctions équipées de dispositifs de protection.

Pour les générateurs PV en TBT comportant une seule boîte de jonction, ce dispositif de coupure peut être celui situé à proximité du régulateur.

12.3 Coupure d'urgence

12.3.1 Généralités

En application des règles de l'Article 463 et du paragraphe 536.3 de la NF C 15-100, des dispositifs de coupure d'urgence doivent être prévus pour couper, en cas d'apparition d'un danger inattendu, les alimentations électriques : générateur PV, batteries, autres sources, utilisations a.c. et d.c. et circuits de mesure de tension.

Cette mesure n'est pas nécessaire pour les parties d'installation en TBTS, de tension nominale inférieure ou égale à 60 V d.c. et TBTP, de tension nominale inférieure ou égale à 30 V d.c., et dont la puissance crête du générateur PV est inférieure ou égale à 3 kW.

Le dispositif de coupure d'urgence doit couper tous les conducteurs actifs ; toutefois, dans le schéma TN-C, le conducteur PEN ne doit pas être coupé.

Ces dispositifs doivent être à coupure omnipolaire et simultanée.

Ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des contacteurs. Les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence.

Les commandes des dispositifs de coupure d'urgence sur les parties d.c. et la partie a.c. doivent être facilement reconnaissables et rapidement accessibles. Elles sont situées à proximité des équipements (régulateurs, convertisseurs d.c./d.c., onduleurs d.c./a.c., onduleurs chargeurs d.c./a.c.).

12.3.2 Coupure d'urgence du générateur PV

Un dispositif de coupure doit être prévu en amont du régulateur sur la partie à courant continu de l'installation PV et sa commande doit être disposée à proximité du régulateur.

L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Dans le cas de régulateur à entrées multiples, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par des dispositifs à commande directe séparée.

12.3.3 Coupure d'urgence de la batterie

Un dispositif de coupure doit être prévu sur le circuit batterie. L'organe de manœuvre de la coupure d'urgence doit être reconnaissable et rapidement accessible. L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

Dans le cas de plusieurs batteries, il est admis d'assurer la coupure d'urgence par plusieurs dispositifs.

Des mesures doivent être mises en œuvre pour s'assurer que les matériels alimentés en d.c. ne puissent être alimentés sous une tension supérieure à la tension maximale admissible après déconnexion de la batterie.

12.3.4 Coupure d'urgence d'autres sources d'alimentation d.c.

En présence d'autres sources que le champ PV et la batterie, sur le ou les circuit(s) comportant ces sources, un dispositif de coupure doit être prévu.

L'actionnement du dispositif de coupure d'urgence peut être assuré par une commande manuelle ou par l'intermédiaire d'une action télécommandée.

La commande du ou des dispositif(s) de coupure doit être disposée à proximité du convertisseur, de l'onduleur, de l'origine de l'installation d.c., etc.

12.3.5 Coupure d'urgence des parties utilisations a.c. et d.c

En application des règles du paragraphe 463.1 de la NF C 15-100, un dispositif de coupure d'urgence doit être prévu pour couper l'alimentation électrique de circuits ou de groupes de circuits d'utilisation d.c. et a.c. et son organe de manœuvre doit être facilement reconnaissable et rapidement accessible.

12.3.6 Cas particulier des locaux privés à usage d'habitation

Dans les locaux privés à usage d'habitation (en 10.1.4.4 de la NF C 15-100), pour toutes les parties a.c. et d.c., seuls les dispositifs à action directe sont autorisés.

En complément de l'AGCP, un dispositif de coupure d'urgence doit être prévu entre l'onduleur et le tableau de répartition des circuits d'utilisation secourus par l'onduleur en mode autonome.

L'ouverture de l'AGCP provoque le déclenchement de la protection de découplage ; les circuits d'utilisation non secourus ne peuvent donc pas être alimentés par l'onduleur en l'absence du réseau.

12.4 Coupure pour intervention des services de secours

12.4.1 Dispositions générales

Si une coupure est exigée pour permettre l'intervention des services de secours, celle-ci doit répondre aux principes suivants :

- coupure de toutes les sources d'énergie électriques :
 - générateur PV ;
 - batterie ;
 - réseau de distribution ;
 - éventuelles autres sources d'énergie ;
- les dispositifs de coupure doivent répondre aux principes suivants :
 - ces dispositifs sont soit des interrupteurs, soit des disjoncteurs, soit des contacteurs ; les dispositifs à semi-conducteurs ne répondent pas à cette exigence ;
 - chaque dispositif doit être à coupure omnipolaire et simultanée ;
- la coupure du circuit batterie s'effectue au plus près de celle-ci ;
- la coupure du circuit générateur PV s'effectue au plus près des modules photovoltaïques, et en tout état de cause en amont des locaux et dégagements accessibles aux occupants ;
- les commandes de ces dispositifs de coupure pour intervention des services de secours sont regroupées. Dans le cas d'installations sur un bâtiment existant, il est admis d'avoir des commandes non regroupées.

Les dispositifs de coupure peuvent être :

- à action directe mécanique ;
- télécommandés (électrique ou pneumatique).

La télécommande peut être assurée selon l'un des trois principes :

- déclencheur à manque de tension ;
- déclencheur à émission de courant ou motorisation alimentés, via des câbles ou des canalisations résistants au feu, par une source secourue ;
- actionnement pneumatique avec une source d'énergie gaz comprimé et des canalisations tube cuivre ou acier (selon la série de normes NF EN 12101).

La signalisation de l'action effective de coupure doit être réalisée par des indications de mesures de tension ou des dispositifs par boucle libre de tension de type O/F. Dans le cas d'utilisation de la mesure de tension d.c., celle-ci devrait alors être prise entre le dispositif de coupure et la zone à sécuriser. Les câbles ou canalisations utilisés pour la signalisation sont résistants au feu.

Cette signalisation est assurée par l'extinction d'un voyant blanc qui indique la coupure effective.

12.4.2 Dispositions complémentaires

S'il est exigé d'abaisser à une valeur inférieure à 60 V d.c. la tension du circuit générateur PV en amont de la coupure exigée dans les dispositions générales du 12.4.1, ceci est réalisé par :

- une coupure électromécanique en charge ou hors charge en série dans chaque chaîne PV par tronçon dont la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 60 V, ou
- des dispositifs de court-circuitage électromécanique ou électronique par tronçon dont la tension U_{ocmax} est inférieure ou égale à 60 V, ou
- des dispositifs de court-circuitage électromécanique ou électronique par module.

La sécurité de fonctionnement de ces principes impose :

- une commande à sécurité positive ;
- dans le cas d'une coupure électromécanique, afin d'être hors charge, sa commande doit être effectuée après ouverture de l'organe de coupure en charge du §12.4.1. La mise en œuvre de ces matériels doit respecter les règles de la double isolation (ou isolation renforcée) imposées dans cette partie de l'installation et ceci pour une tension correspondant à la tension U_{ocmax} de la chaîne.

13 Protection contre les surtensions d'origine atmosphérique ou dues à des manœuvres

13.1 Généralités

Les informations contenues dans ce chapitre traitent de la protection contre les surtensions pour les installations photovoltaïques en complément de la norme NF C 15-100 et de la Spécification Technique CLC/TS 50539-12.

La sensibilité aux effets de la foudre des modules photovoltaïques et leur implantation peuvent amener à traiter ce sujet par les normes NF EN 62305-1 à -3 et NF C 17-102.

La protection éventuelle de ces installations contre les effets directs de la foudre est traitée par les normes NF EN 62305-1 à -3 et NF C 17-102.

13.1.1 Principes de protection

13.1.1.1 Protection par équipotentialité

Comme décrit en 6.3, un conducteur d'équipotentialité doit relier toutes les structures métalliques des modules et les structures métalliques des supports de l'installation PV (y compris les chemins de câbles métalliques) en présence ou non de parafoudres. Ce conducteur doit être relié à la terre.

13.1.1.2 Protection par parafoudres

Les conditions d'installations des parafoudres sont décrites en 13.2.

13.2 Conditions d'installation des parafoudres

13.2.1 Conditions d'installation de parafoudres côté a.c.

En présence d'une ligne a.c. extérieure au bâtiment, les dispositions des Articles 443 et 534 de la NF C 15-100 s'appliquent.

13.2.2 Conditions d'installation de parafoudres côté générateur PV

13.2.2.1 Installation sans paratonnerre

La longueur L est la distance cumulée entre le(s) régulateur(s) et les points d'entrée des chaînes les plus éloignés, en considérant chaque chemin (voir Figure 6).

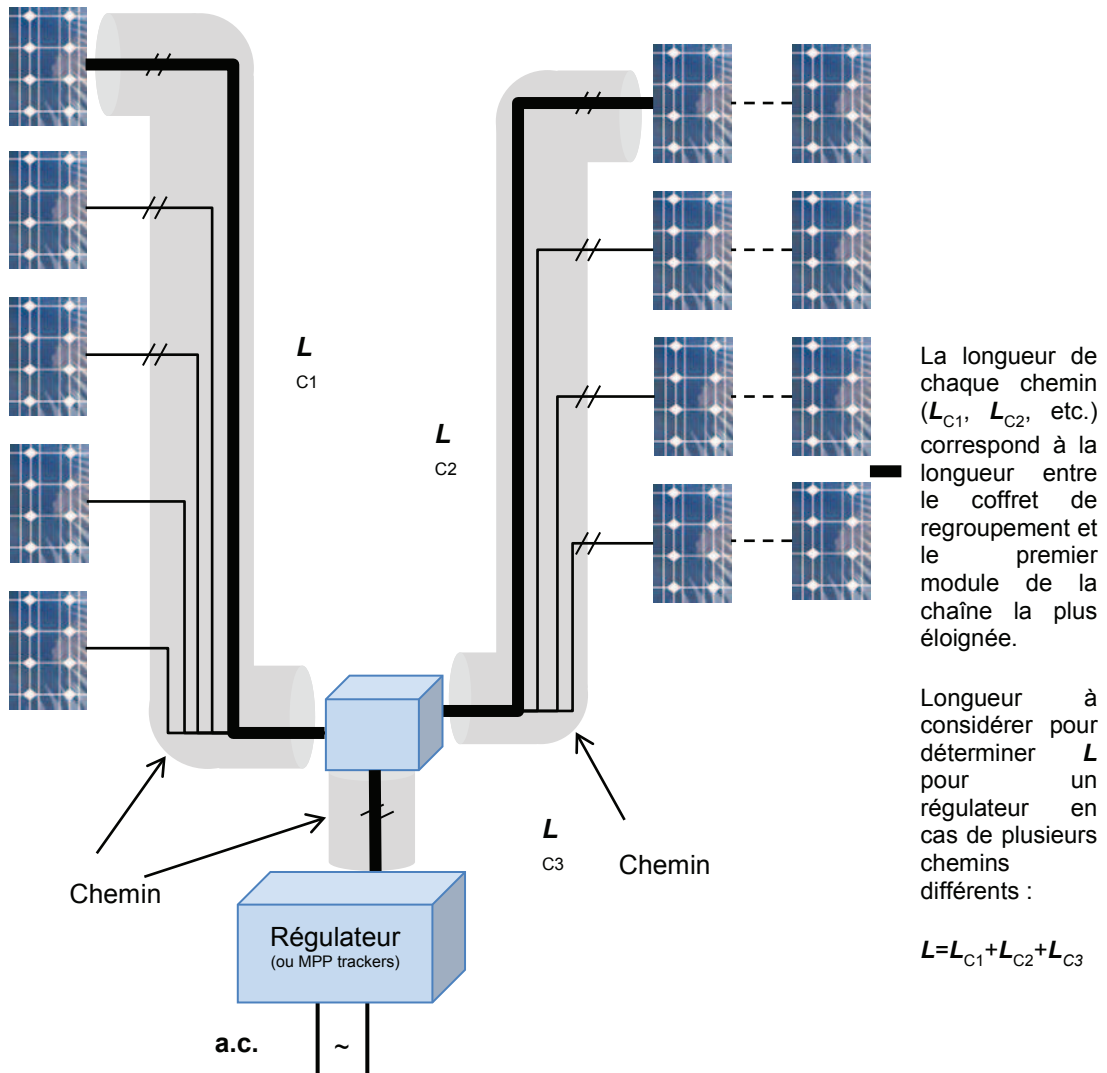


Figure 6 – Principe de calcul de la longueur L

Le Tableau 8 définit les conditions d'installation des parafoudres côté générateur PV.

Tableau 8 – Conditions d'installation des parafoudres côté générateur PV

Type d'installation	Locaux d'habitation individuelle	Centrale de production au sol	Bâtiments Tertiaires/Industriels/Agricoles
$L_{critique}$ (en m)	$115/N_g$	$200/N_g$	$450/N_g$ ⁽³⁾
$L \geq L_{critique}$	Parafoudre(s) obligatoire(s) côté générateur PV ⁽¹⁾		
$L < L_{critique}$	Parafoudre(s) non obligatoire(s) côté générateur PV ⁽²⁾		
<p>(1) La mise en œuvre de parafoudres peut ne pas être indispensable dans le cas où tous les câbles d.c. sont protégés par des enveloppes métalliques assurant un écran réduisant les effets électromagnétiques.</p> <p>(2) L'utilisation de parafoudres peut également être nécessaire pour la protection d'installations photovoltaïques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critiques.</p> <p>(3) N_g : densité de foudroiement. Voir NF C 15-100.</p>			

13.2.2.2 Installation avec paratonnerre

La mise en œuvre de parafoudre(s) est obligatoire côté générateur PV. Ces parafoudres sont :

- de type 1 si la structure métallique des modules PV est connectée au paratonnerre ;
- de type 1 dans le cas d'une centrale PV de production au sol avec paratonnerre ;
- de type 2 si la structure métallique des modules PV n'est pas connectée au paratonnerre.

Dans le cas de mise en œuvre de deux parafoudres de type 1, l'un est mis en œuvre côté modules, l'autre est mis en œuvre côté régulateur.

En présence de paratonnerre, le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont faits conformément à la Spécification Technique CLC/TS 50539-12

13.3 Protection contre les surtensions des installations sans paratonnerre

13.3.1 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté a.c.

Pour la partie a.c., le choix et la mise en œuvre des parafoudres sont effectués en suivant les règles énoncées dans les Articles 443 et 534 de la NF C 15-100.

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour la partie a.c. d'une installation PV raccordée au réseau public de distribution à basse tension, il est toujours installé de façon à protéger l'onduleur quel que soit le mode de fonctionnement (raccordé au réseau, mode autonome).

Selon la Spécification Technique CLC/TS 50539-12, la surtension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m, la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près de l'onduleur si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité de l'origine de l'installation est supérieur à 50% de la tension de tenue aux chocs de l'onduleur.

13.3.2 Choix et mise en œuvre de parafoudres du côté générateur PV

Lorsqu'un parafoudre est prescrit pour une partie générateur PV, il est toujours installé dans le tableau situé le plus proche du régulateur.

Selon la Spécification Technique CLC/TS 50539-12, la surtension vue par les équipements dépend de leur éloignement relatif au parafoudre. Au-delà de 10 m (voir Figures 7 et 8), la valeur de cette tension peut être doublée sous l'effet de résonances (phénomènes d'amplification du fait des fréquences élevées des surtensions d'origine foudre). Dans ce cas, un second parafoudre est nécessaire au plus près des modules si le niveau de protection U_p du parafoudre localisé à proximité du régulateur est supérieur à 50 % de la tension de tenue aux chocs du champ photovoltaïque U_w (voir Tableau 9).

Les caractéristiques des parafoudres installés côté d.c. sont définies comme suit :

13.3.2.1 Choix de I_n

I_n

courant nominal de décharge d'un parafoudre en onde 8/20 μ s (en kA)

Les parafoudres de type 2 ont une valeur minimale recommandée du courant nominal de décharge I_n de 5 kA.

Un courant nominal de décharge supérieur à la valeur exigée procurera une durée de vie plus longue au parafoudre.

13.3.2.2 Choix de I_{max}

I_{max}

courant maximal de décharge d'un parafoudre avec onde 8/20 μ s (en kA)

Ce paramètre est utilisé pour la coordination énergétique des parafoudres : se rapporter aux informations du constructeur.

Cette coordination peut être réalisée, par analogie avec les réseaux a.c., selon la Spécification Technique CLC/TS 50539-12.

13.3.2.3 Choix de I_{imp}

Le courant de choc I_{imp} des parafoudres de type 1 est choisi selon la Spécification Technique CLC/TS 50539-12 ou par défaut avec une valeur minimale de 12,5 kA.

13.3.2.4 Choix de U_p

U_p

niveau de protection d'un parafoudre

Pour assurer une protection efficace, la valeur de U_p doit être inférieure à 80% de la valeur de la tension assignée de tenue aux chocs des matériels à protéger.

En l'absence d'autre information, la tension assignée de tenue aux chocs U_w pour les modules et les équipements de conversion peut être déterminée à partir du Tableau 9 ci-après.

Tableau 9 – Tension assignée de tenue aux chocs U_w

Tension maximale système (*) inférieure ou égale à [V]	U_w [V]		
	Module PV de classe A ^{a)}	Module PV de classe B ^{a)}	Convertisseur PV ^{b)}
100	1 500	800	2 500 (exigence minimale)
150	2 500	1 500	
300	4 000	2 500	
600	6 000	4 000	4 000
1 000	8 000	6 000	6 000
	Toutes les tensions sont extraites des normes : a) NF EN 61730-2 b) NF EN 62109-1		
(*) Information fournie par le fabricant des modules.			

13.3.2.5 Choix de U_{CPV}

U_{CPV}

tension maximale de régime permanent d'un parafoudre photovoltaïque dédié à la protection de la partie d.c. du générateur PV

La valeur de la tension maximale admissible par le parafoudre U_{CPV} doit être supérieure ou égale à la tension maximale U_{ocmax} du générateur photovoltaïque. Quels que soient les modes de protection du parafoudre, celui-ci doit aussi pouvoir supporter la tension maximale U_{ocmax} entre ses bornes actives (bornes + et -) et la terre.

13.3.2.6 Choix de I_{SCPV} et du dispositif de protection associé au parafoudre

I_{SCPV}

tenue au courant de court-circuit d'un parafoudre

Le parafoudre et son déconnecteur (interne ou externe) doivent avoir un courant I_{SCPV} supérieur au I_{scmax} du générateur PV.

Un parafoudre muni d'un déconnecteur interne doit également interrompre le courant de court-circuit généré par la batterie. Dans le cas contraire, un déconnecteur externe spécifié par le constructeur doit être installé.

Les parafoudres peuvent arriver en fin de vie pour les raisons suivantes :

- *par emballement thermique dû à un cumul excessif de contraintes de foudre n'excédant pas ses caractéristiques, mais conduisant à une destruction lente de ses composants internes ;*
- *par mise en court-circuit due à un dépassement de ses caractéristiques conduisant à une dégradation brutale de son impédance.*

La caractéristique I_{SCPV} du parafoudre est parfois appelée I_{SCWPV} .

13.4 Synthèse pour la protection contre les surtensions des installations

Le Tableau 10 ci-dessous résume les diverses exigences minimales en terme de Type de parafoudre et de localisation selon le type d'installation.

Tableau 10 – Guide de choix des parafoudres

Installation		Côté d.c.		Côté a.c.	
		Modules PV – Onduleur		Onduleur — TGBT	
		L < 10 m	L > 10 m	D < 10 m	D > 10m
Avec paratonnerre (SPF)	SPF non isolé ⁽¹⁾ Up < Uw	— T1	T1 — T1	— T1	T1 — T1
	SPF isolé Up < Uw (Up > 50% Uw)	— T2	T2 — T2	— T1	T2 — T1
	SPF isolé Up ≤ 50% Uw	— T2	— T2	— T1	T2 — T1
Sans paratonnerre	Up < Uw (Up > 50% Uw)	— T2	T2 — T2	— T2	T2 — T2
	Up ≤ 50% Uw	— T2	— T2	— T2	— T2

(1) Ce cas s'applique aussi pour les installations PV à plusieurs réseaux de mise à la terre telles qu'une centrale PV au sol avec SPF isolé.

14 Choix et mise en œuvre des matériels

14.1 Généralités

La tension assignée d'emploi de tous les matériels des parties générateur PV, distribution d.c., doit être égale ou supérieure à la plus grande des tensions suivantes :

- tension maximale de la batterie ;
- tension maximale du(des) régulateur(s) dans le cas où la batterie est déconnectée ;
- éventuellement tension maximale du convertisseur d.c./a.c. s'il peut fonctionner en mode réversible ;
- tension U_{ocmax} du générateur PV.

La tenue diélectrique des matériels installés dans les parties générateur PV, distribution d.c., doit être celle correspondant à la plus grande des tensions de ces parties.

Les matériels installés à l'extérieur doivent posséder le degré de protection minimum IP44. Leur degré de protection contre les impacts mécaniques doit être au moins de IK07 conformément à la norme NF EN 62262.

Les opérations sur les matériels, appareillages et connexions démontables doivent pouvoir être effectuées en toute sécurité (voir Articles R 4544-1 à R 4544-11 du Code du Travail).

L'emplacement des matériels (boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage, etc.) doit être conforme au 513.1 de la NF C 15-100. Des règles particulières sont données en partie 10-1 de la NF C 15-100 pour les locaux d'habitation. Les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions.

14.2 Canalisations

14.2.1 Choix

Pour la partie générateur PV, les mesures à prendre en compte sont les suivantes :

- le dimensionnement des canalisations est effectué conformément aux règles de la NF C 15-100 sur la base d'une isolation PR ;
- les câbles sont au minimum non propagateurs de la flamme répondant aux essais de la norme NF EN 50399 et choisis parmi ceux ayant une température admissible sur l'âme d'au moins 90 °C en régime permanent ;
- les câbles des chaînes PV, des groupes PV et les câbles principaux PV d'alimentation continue doivent être choisis de manière à réduire au maximum le risque de défaut à la terre ou de court-circuit. Cette condition est assurée en utilisant des câbles mono-conducteurs d'isolation équivalente à la classe II ;
- les câbles soumis directement au rayonnement solaire doivent répondre à la condition d'influence externe AN3 (résistant aux rayons ultra-violets). Toutefois, la résistance à la condition d'influence externe AN3 pourra être réalisée par installation (interposition d'écran, etc.).

La norme NF EN 50618 et le guide UTE C 32-502 décrivent les câbles qui peuvent être utilisés dans les installations photovoltaïques.

- pour une installation photovoltaïque, il est admis que les câbles puissent cheminer dans des isolants thermiques de toiture ou de façade ou entre un isolant thermique et les modules. Dans ce cas, la méthode de référence à prendre en compte est la méthode B définie dans le Tableau 52G de la NF C15-100 avec un facteur de correction de 0,77 ;

- pour le calcul des câbles de chaînes, la température à prendre en compte pour leur dimensionnement est considérée égale à 70 °C et un facteur de correction de 0,58 est à appliquer conformément au Tableau 52K de la NF C 15-100 dans les cas suivants :
 - câbles soumis à l'échauffement direct des modules ;
 - câbles soumis au rayonnement solaire. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,85 défini à l'Article 512.2.11 de la NF C 15-100 n'est pas à prendre en compte ;
 - câbles cheminant dans des isolants thermiques de toiture ou de façade. Dans ce cas, le facteur de correction de 0,58 doit être multiplié par 0,77, soit 0,45.

Pour la partie distribution d.c., le choix des canalisations se fait conformément à la partie 5-52 de la NF C 15-100.

Le critère de chute de tension est généralement prépondérant par rapport au critère de courant admissible pour le choix de la section des câbles d.c.

14.2.2 Mise en œuvre

Dans le cas de locaux collectifs (à usage tertiaire ou d'habitation) avec présence d'une production photovoltaïque en parties communes, les canalisations issues des modules PV devront cheminer par l'extérieur des parties privatives jusqu'aux boîtes de jonction de chaîne/de groupe situées dans des parties communes ou locaux ou emplacement de service électrique dédiés à cet usage.

Les connexions et les câbles doivent être mis en œuvre de manière à éviter toute détérioration due aux influences externes. Voir dispositions dans le guide pratique UTE C 15-520.

Dans le cas de câbles enterrés reliant deux bâtiments, ils sont mis en œuvre conformément au 529.5 de la NF C 15-100.

Pour assurer un repérage des câbles d.c., les polarités doivent être repérées au niveau des extrémités des câbles soit par marquage + ou -, soit par une couleur, la couleur bleue étant réservée à la polarité négative.

Pour minimiser les tensions induites dues à la foudre, la surface de l'ensemble des boucles doit être aussi faible que possible, en particulier pour le câblage des chaînes PV. Les câbles d.c. et le conducteur d'équipotentialité doivent cheminer côte à côte.

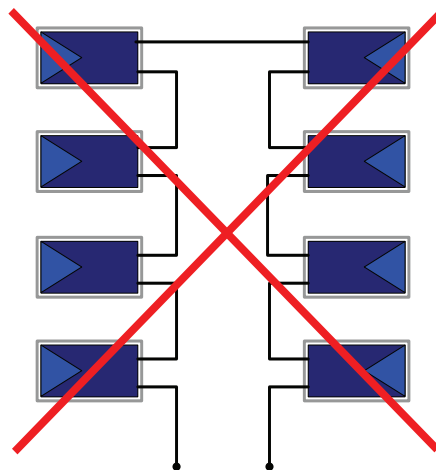


Figure 7 – Exemple de mauvais câblage : boucle induite entre polarités

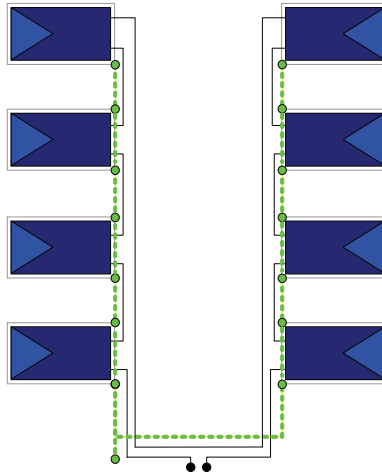


Figure 8 – Exemple de bon câblage : limitation des aires de boucles induites

14.3 Modules PV

Quelle que soit leur technologie, les modules PV doivent être conformes aux normes de la série NF EN 61730.

De plus, les modules photovoltaïques au silicium cristallin doivent être conformes à la norme NF EN 61215 et les modules photovoltaïques en couches minces doivent être conformes à la norme NF EN 61646.

Les modules PV intégrés dans un générateur PV délivrant une tension supérieure à 120 V doivent être conformes aux exigences de la classe d'application A définie dans la série de normes NF EN 61730.

Les modules de classe d'application A sont considérés comme répondant aux exigences de la classe II.

La tenue en tension maximale des modules PV doit être supérieure à la tension U_{ocmax} du générateur PV.

La tenue en tension maximale des modules PV est aussi appelée « tension maximale du système ».

14.4 Régulateur

Le régulateur doit être conforme aux normes NF EN 62509 et NF EN 62109-1.

Le courant assigné d'entrée du régulateur doit être au moins égal à I_{mpSTC} du générateur.

14.5 Convertisseur DC/AC

Les convertisseurs doivent être conformes aux normes NF EN 62109-1 et NF EN 62109-2.

Le courant continu généré par le (ou les) onduleur(s) d'injection sur le réseau public de distribution doit être inférieur à 0,5 % de son courant assigné.

Le choix et le dimensionnement du convertisseur d.c./a.c. doivent prendre en compte les courants d'appel et la nature des charges. Il est notamment important de prendre en compte la présence de charges déformantes.

La tension maximale admissible à l'entrée du convertisseur d.c./a.c. doit prendre en compte le cas où la batterie est déconnectée.

Les convertisseurs d.c./a.c. doivent être obligatoirement munis d'une fonction de limitation de décharge de la batterie avec seuil adapté à la batterie utilisée, celle-ci pouvant être interne ou externe à l'équipement.

14.6 Batteries

14.6.1 Plomb

14.6.1.1 Généralités

Les batteries doivent être conformes à la série de normes NF EN 61427.

Leur mise en œuvre doit être conforme au 554.2 de la NF C 15-100 et à la norme NF EN 50272-2.

14.6.1.2 Mise en œuvre

Deux cas d'installation sont à considérer en fonction des caractéristiques de la batterie : capacité et tension de décharge.

14.6.1.2.1 Cas où $C(\text{Ah}) \times U(\text{V})$ est inférieur ou égal à 1 000

La batterie peut être installée dans un local d'usage général autre qu'un local de service électrique.

Les bornes de la batterie doivent être protégées contre tout risque de court-circuit.

14.6.1.2.2 Cas où $C(\text{Ah}) \times U(\text{V})$ est supérieur à 1 000

14.6.1.2.2.1 Emplacement

Un emplacement dédié exclusivement à la batterie doit être prévu. Cet emplacement est soit un local spécifique soit une enveloppe.

On doit tenir compte des facteurs suivants pour le choix de l'emplacement :

- protection contre les risques extérieurs, par exemple, feu, eau, chocs, vibrations ;
- protection contre les risques générés par les batteries (risque d'explosion, risques liés à l'électrolyte, corrosion) ;
- protection contre l'accès par des personnes non autorisées ;
- protection contre les influences d'environnement extrême par exemple : température, humidité.

14.6.1.2.2.2 Local batterie

Les dimensions du local sont déterminées en prenant en compte :

- le nombre et l'encombrement des éléments d'accumulateurs de la batterie à installer ;
- l'encombrement des éléments annexes (câblage y compris cheminements et supports) ;
- l'espace libre autour de la batterie, non seulement pour des raisons de sécurité mais également pour faciliter l'accès pendant l'installation et la maintenance (y compris dispositifs éventuels de manutention).

Les prescriptions suivantes doivent être respectées :

- le sol doit être conçu pour supporter le poids de la batterie ;
- dans le cas d'un établissement recevant des travailleurs, la porte du local doit être de type anti-panique et verrouillable uniquement de l'extérieur ;
- l'air ventilé doit être expulsé dans l'atmosphère à l'extérieur du bâtiment ;
- lorsqu'on utilise des batteries ouvertes, le sol avec seuil doit être étanche et résister chimiquement à l'électrolyte (carrelage ou peinture résistante à l'électrolyte) ou bien les éléments d'accumulateurs de la batterie doivent être placés dans des bacs de rétention adaptés.

Le dispositif de rétention doit être dimensionné pour contenir au moins le volume d'électrolyte d'un élément ou un monobloc.

Le local batterie est soit indépendant des bâtiments d'habitation, soit intégré à ceux-ci, mais dans ce cas, des dispositions de sécurité complémentaires doivent être mises en œuvre :

- l'accès au local doit être réalisé par l'extérieur ;
- aucune communication ne doit exister entre ce local et les locaux d'habitation ;
- les passages de câbles doivent être obstrués (plâtre, etc.).

Les matériaux de construction doivent être incombustibles et étanches au dégagement gazeux.

Des équipements électriques ne doivent pas être installés dans le local batterie sauf :

- si leur fonction est d'assurer la sécurité même (classe T1 pour la température et groupe IIc pour les gaz) ;
- pour les alimentations statiques sans interruption placées en armoires.

Les batteries au plomb-acide et les batteries alcalines ne doivent pas être disposées dans un même local

Pour la protection de l'environnement, si la puissance maximale de charge (produit de la tension de charge par l'intensité de fin de charge) est supérieure à 50 kW, la salle d'accumulateurs doit répondre aux prescriptions générales concernant les installations soumises à déclaration [Arrêté du 29 mai 2000 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sur la rubrique 2925 « Accumulateurs (atelier de charge) », rubrique modifiée par le décret n° 2006-646 du 31 mai 2006].

Les batteries de démarrage des groupes électrogènes ainsi que leur dispositif de charge peuvent être installés dans le local du groupe électrogène.

14.6.1.2.2.3 Enveloppe de batterie

Si la batterie d'accumulateurs est installée dans une enveloppe (coffret ou armoire), celle-ci doit respecter les caractéristiques suivantes :

- matériau résistant à l'électrolyte avec dispositif de rétention pouvant contenir au moins le volume d'électrolyte d'un élément ou un monobloc pour batterie dite ouverte ;
- fond (ou étagère le cas échéant) conçu pour supporter le poids de batterie ;
- enveloppe étanche aux dégagements gazeux et dotée d'une ventilation vers l'extérieur du bâtiment ;
- enveloppe conçue pour permettre un accès aisé des éléments d'accumulateurs de la batterie pour la manutention et la maintenance ;
- accès autorisé uniquement au personnel autorisé chargé de la surveillance et de l'entretien.

14.6.1.2.2.4 Ventilation

Les conditions d'installation des batteries d'accumulateurs dépendent notamment des dégagements gazeux dans les éléments d'accumulateurs.

La ventilation de l'emplacement ou de l'enveloppe d'une batterie est destinée à maintenir la concentration en hydrogène en dessous de 4%vol du seuil limite d'explosion de l'hydrogène. Les emplacements ou enveloppes de batteries doivent être considérés comme sûrs en termes de risques d'explosions, lorsque par ventilation naturelle ou forcée, la concentration en hydrogène est maintenue en dessous de cette limite de sécurité.

Conformément à la norme NF EN 50272-2, le débit d'air minimal pour la ventilation d'un emplacement ou d'un compartiment de batterie doit être calculé par la formule suivante :

$$Q \text{ (m}^3\text{/h)} = 0,05 \times n \times I_{\text{gaz}} \times C \times 10^{-3}$$

avec

n : nombre d'éléments d'accumulateurs

C : Capacité C_{10} de la batterie en Ah

$I_{\text{gaz}} = 20$ (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au plomb ouverts

$I_{\text{gaz}} = 8$ (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au plomb étanches

$I_{\text{gaz}} = 50$ (mA/Ah) pour des éléments d'accumulateurs au NiCd ouverts

Si on utilise des bouchons à recombinaison (catalyseur), le courant produisant du gaz I_{gaz} peut être ramené à 50% des valeurs des éléments ouverts.

L'air extrait de la salle des batteries doit être évacué dans l'atmosphère à l'extérieur du bâtiment.

Les aérations en partie haute et basse assureront la ventilation avec l'extérieur, tout en interdisant l'accès des animaux ou insectes.

Les batteries de type ouvert ne doivent pas être installées dans les locaux dont la climatisation est réalisée en circuit totalement fermé.

14.6.1.2.2.4.1 Ventilation naturelle

L'apport d'air de ventilation doit être assuré de préférence par ventilation naturelle, sinon par ventilation forcée.

Les locaux ou enveloppes contenant des batteries nécessitent une entrée et une sortie d'air avec une zone d'ouverture libre minimale calculée avec la formule suivante :

$$A = 28 \times Q$$

avec

Q = Débit d'air frais en $\text{m}^3\text{/h}$

A = Zone libre d'ouverture d'entrée et de sortie d'air (cm^2)

Lorsque la ventilation est réalisée en convection naturelle, les ouvertures doivent être situées sur des parois opposées ou à une distance de séparation minimale de 2 m lorsque les ouvertures sont sur la même paroi.

D'autre part, le conduit doit être le plus direct possible et ne pas comporter de contre pente.

14.6.1.2.2.4.2 Ventilation forcée

Lorsqu'un apport d'air adéquat Q ne peut être obtenu par ventilation naturelle et qu'une ventilation forcée est appliquée, l'arrêt de la charge doit intervenir dès l'arrêt de la ventilation.

14.6.1.2.3 Disposition des éléments d'accumulateurs de la batterie

Si la technologie de la batterie est à éléments ouverts, ceux-ci doivent être installés sur chantier (matériau résistant à l'acide type bois traité ou synthétique).

Si les éléments d'accumulateurs de la batterie ouverte sont répartis sur plusieurs rangées, une surélévation des rangées masquées doit être réalisée afin de permettre une parfaite lisibilité des niveaux d'électrolyte de tous les bacs (éléments posés sur un chantier en gradin stable).

Les éléments du parc batteries doivent être agencés de façon à permettre au chargé d'exploitation d'accéder facilement au bouchon de remplissage de chaque élément.

Afin de faciliter le contrôle, la maintenance et le changement d'éléments d'accumulateurs de la batterie, un passage libre de 60 cm minimum est prévu pour l'accès aux éléments de batteries.

A proximité du parc batterie, divers accessoires doivent être installés : rince-œil, densimètre, thermomètre.

Lorsque la tension nominale des batteries est supérieure à 120 V :

- une distance minimale de 1,50 m doit être respectée entre les parties actives conductrices pouvant être touchées simultanément ;
- il doit être prévu un plancher de service non glissant, isolé du sol et d'une largeur minimale de 1 m autour des batteries pour qu'il ne soit pas possible de toucher à la fois le sol ou un élément conducteur relié au sol et l'un des éléments d'accumulateurs de la batterie.

14.6.1.2.4 Éléments d'accumulateurs

Chaque élément d'accumulateurs de la batterie ouverte doit être équipé d'un bouchon antidéflagrant assurant les fonctions de perméabilité adaptée à l'évacuation des gaz (hydrogène, oxygène) sortant de la batterie afin d'éviter toute explosion en cas de surcharge de la batterie et efficacité pare-acide.

Eventuellement, le bouchon antidéflagrant (si adapté aux spécificités liées à la recharge solaire de la batterie), doit assurer également la fonction de catalyseur avec recombinaison des gaz afin de réduire la perte d'eau (prolongation des périodes d'intervalle pour le remplissage / mise à niveau des éléments d'accumulateurs de la batterie).

Chaque élément d'accumulateurs de la batterie doit être pourvu d'un marquage extérieur indiquant le type de batterie, la tension, la capacité de la batterie et la date de première mise en service. En outre, tous les éléments doivent être numérotés de 1 à n sur des supports résistant à l'acide.

Les cosses des batteries et les barrettes de connexion entre les éléments doivent être isolées électriquement contre les risques de court-circuit et le cas échéant contre les risques de chocs électriques.

La mesure de la tension au niveau des éléments d'accumulateurs de la batterie doit pouvoir se réaliser sans démontage des caches isolants des bornes batteries.

Un dispositif doit permettre de séparer tous les pôles de la batterie.

Les conducteurs connectés à une batterie doivent, dans la partie qui s'étend depuis les accumulateurs jusqu'au dispositif de protection (fusible ou disjoncteur) les protégeant contre les surintensités, être posés de façon à exclure tout risque de court-circuit (liaisons réalisées par des conducteurs unipolaires double isolation séparés par polarité et clairement identifiés).

Dans le cas de plusieurs batteries en parallèle, les longueurs et sections de conducteurs de chaque batterie doivent être strictement identiques pour éviter tout déséquilibre en tension.

14.6.2 Lithium-ion

14.6.2.1 Généralités

Les batteries Li-Ion n'émettent pas de gaz en fonctionnement normal. En revanche, dans certaines conditions d'utilisation, une surcharge, un court-circuit ou une sur-température, peuvent donner lieu à un emballement thermique pouvant générer des gaz et un risque d'incendie.

Les batteries doivent être conformes à la série **de normes NF EN 61427.**

14.6.2.2 Mise en œuvre

La mise en œuvre des batteries doit respecter les dispositions du 421.1 de la NF C 15-100 et de la réglementation incendie.

Les batteries doivent être installées dans un local respectant le 14.6.2.3. Dans le cas contraire, elles sont installées selon les conditions décrites en 14.6.2.4

On doit tenir compte des facteurs suivants pour la mise en œuvre de la batterie :

- protection contre les influences externes (par exemple : température, humidité, feu, eau, chocs, vibrations, source de chaleur extérieure, rayonnement solaire) ;
- protection contre les risques générés par les batteries liés aux émanations de gaz suite à un emballement thermique (par exemple : court-circuit interne à la batterie).

Comme il n'y a pas d'émission de gaz en fonctionnement normal, le risque d'explosion associé n'a pas à être pris en compte.

14.6.2.3 Local batterie

Les dimensions du local seront déterminées en prenant en compte :

- le nombre et l'encombrement des éléments d'accumulateurs de la batterie à installer ;
- l'encombrement des éléments annexes (câblage y compris cheminements et supports) ;
- les conditions d'accès suffisantes pour permettre l'installation et la maintenance (y compris dispositifs éventuels de manutention).

Les prescriptions suivantes doivent être respectées :

- le sol doit être conçu pour supporter le poids de la batterie ;
- dans le cas d'un établissement recevant des travailleurs, la porte du local doit être de type anti-panique et verrouillable uniquement de l'extérieur ;
- l'accès est réservé aux personnes averties ou qualifiées.

L'emballement thermique d'un élément de batterie génère des gaz. Il est nécessaire de prévoir dans le local une aération suffisante et d'éventuels dispositifs de détection suivant les prescriptions du fabricant.

Un moyen d'extinction doit être prévu ainsi qu'un détecteur de fumée selon les prescriptions du fabricant de la batterie.

14.6.2.4 Hors local batterie

14.6.2.4.1 Energie de stockage de la batterie > à 15 kWh

La batterie doit être installée dans un volume fermé respectant la réglementation incendie.

La porte ou trappe d'accès ne doit pouvoir s'ouvrir qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil.

Un moyen d'extinction doit être prévu ainsi qu'un détecteur de fumée selon les prescriptions du fabricant de la batterie.

14.6.2.4.2 Energie de stockage de la batterie ≤ à 15 kWh

La batterie d'accumulateurs est installée a minima dans une enveloppe (coffret ou armoire), celle-ci doit respecter les caractéristiques suivantes :

- être en matériaux incombustibles ;
- avoir un fond (ou étagère le cas échéant) conçu pour supporter le poids de la batterie ;
- ne pouvoir s'ouvrir qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil ;
- permettre le dégazage en cas d'emballement thermique de la batterie.

Son emplacement doit respecter les caractéristiques suivantes :

- être situé à au moins 1 m de distance de toute source de chaleur, de toute chaudière et de tout stock de combustibles tels que fioul, gaz, bois, etc. Ces éléments sont à identifier au moment de la conception ;
- ne pas être à risque d'incendie (BE2) au titre de la NF C 15-100 ;
- être adapté au poids de l'enveloppe.

Si l'enveloppe est à l'extérieur, elle doit être à l'abri du rayonnement solaire direct et des intempéries.

De plus, il est nécessaire de prévoir autour de l'enveloppe une aération suffisante.

14.6.2.5 Cas des locaux d'habitation

Dans le cas des locaux d'habitation, les dispositions suivantes s'ajoutent à celles mentionnées en 14.6.3.1 à 14.6.3.4.

Pour les immeubles collectifs d'habitation, l'enveloppe est placée dans un local technique des services généraux.

Pour les maisons individuelles, le dispositif de stockage est placé hors des pièces principales, de la cuisine, des pièces d'eau (salles de bain, cabinets d'aisance), des dégagements et circulations et des greniers.

14.6.3 Autres batteries

A l'étude.

14.7 Appareillage

14.7.1 Généralités

Tous les appareillages de coupure et de protection installés dans les parties générateur PV et distribution d.c. doivent être de type industriel, c'est à dire conformes aux normes de la série NF EN 60947 et adaptés au fonctionnement en courant continu. Ils sont choisis et mis en œuvre selon les instructions du constructeur. Ils doivent notamment répondre aux exigences suivantes :

- l'appareillage doit posséder le marquage utilisation en courant continu (indication « courant continu » ou symbole _____), ou un marquage spécifique PV ;
- les caractéristiques des interrupteurs, interrupteurs-sectionneurs, combinés-fusibles doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC21B ;
- les caractéristiques des sectionneurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC20 ;
- les caractéristiques des contacteurs doivent satisfaire à la catégorie d'emploi DC1.

Dans tous les circuits courant continu susceptibles d'être parcourus par un courant dans les deux sens, les performances de l'appareillage doivent être indépendantes du sens de ce courant d.c.

Par conséquent, dans les locaux d'habitation, seul l'usage d'appareillage de coupure et de protection de type industriel est autorisé pour la partie de l'installation en courant continu.

La température de fonctionnement au lieu d'installation pouvant différer de la température spécifiée dans les normes produits, le concepteur doit consulter la documentation du constructeur pour sélectionner les produits.

14.7.2 Appareillages installés dans la partie générateur PV

Pour l'appareillage de la partie générateur, le courant assigné I_n doit être au moins égal au courant assigné ou de réglage du dispositif de protection contre les surintensités défini en 8.1.

14.7.3 Appareillage de coupure pour passage en mode autonome

Le courant assigné de l'appareil de coupure pour passage en mode autonome (I_n) doit être au moins égal au plus grand des courants assignés soit de l'AGCP soit du générateur soit de la somme des deux en fonction du principe de fonctionnement retenu.

La catégorie d'emploi de l'appareil de coupure pour passage en mode autonome (I_e) doit être choisie en fonction des profils des charges et du nombre de manœuvres de passage en mode autonome prévu. A défaut, la catégorie AC 3 est retenue.

L'appareil de coupure pour passage en mode autonome doit être à coupure omnipolaire et simultané, de plus l'appareil doit présenter la caractéristique d'aptitude au sectionnement pour

garantir l'isolement effectif entre l'installation en mode autonome et le réseau en position d'ouverture.

14.8 Ensembles d'appareillages

Les parties générateur PV, distribution d.c. et courant alternatif de l'installation peuvent cohabiter dans un même tableau, s'il existe une séparation physique entre ces trois parties.

Pour les parties d.c., il est impératif de protéger toutes les connexions ou dispositifs de sectionnement contre une ouverture en charge accidentelle ou non autorisée conformément au 536.2.3 de la NF C 15-100. A cet effet, à l'intérieur des coffrets ou armoires, une signalisation « ne pas manœuvrer en charge » doit être apposée à proximité de ces dispositifs de sectionnement.

De plus, dans les locaux accessibles aux personnes autres qu'averties ou qualifiées (BA4 ou BA5) :

- les dispositifs de connexion ne doivent être démontables qu'à l'aide d'un outil par construction ou par installation ;
- les appareils n'ayant pas de caractéristique de coupure en charge doivent nécessiter : l'utilisation d'une clé, d'un outil ou la manœuvre directe d'un appareil ayant la caractéristique de coupure en charge.

Les dispositifs évoqués sont notamment, les connecteurs, les sectionneurs-fusibles, les parafoudres sur socles.

D'autre part, afin de garantir un bon niveau de sécurité, des dispositions constructives doivent être mises en œuvre pour éviter tout risque de court-circuit entre les conducteurs actifs internes aux boîtes de jonction et coffrets d.c.

Toute dégradation d'un isolant sur une des polarités ou une déconnexion accidentelle ne doit pas entraîner un contact avec l'autre polarité ou la terre.

Toute intervention sur les boîtes de jonction situées directement en aval des câbles de chaînes de modules PV doit pouvoir être assurée en toute sécurité. Pour les générateurs PV de tension U_{ocmax} supérieure à 60 V, des connecteurs conformes à la norme NF EN 50521 ou à la norme NF EN 62852 doivent être prévus sur ces boîtes ou à proximité immédiate. En l'absence de boîtes de jonction, cette exigence s'applique au coffret d.c.

Toutes les boîtes de jonction et coffrets de la partie d.c. doivent porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes de ces boîtes ou coffrets restent sous tension tant que tous les circuits les alimentant ne sont pas sectionnés (voir Article 15 du présent document).

Les commandes de coupure d'urgence doivent être à proximité les unes des autres.

Dans les locaux d'habitation, les matériels de l'installation photovoltaïque peuvent ne pas être installés dans la GTL (Gaine Technique Logement).

Si l'onduleur n'est pas installé à proximité de la GTL PV, le coffret de protection d.c. doit être installé au voisinage de l'onduleur et non dans la GTL PV.

Les ensembles d'appareillage à basse tension (coffrets ou armoires) qui assurent le regroupement et la protection de chaînes, de groupes, en amont ou aval des onduleurs, peuvent être :

- soit fabriqués selon les spécifications des normes de la série NF EN 61439 ;
- soit fabriqués et installés conformément aux règles en 558.2 à 558.5 de la NF C 15-100.

Le choix du courant assigné de l'appareillage ou sa mise en œuvre est fonction des contraintes particulières telles que montage côte à côte d'appareillages utilisés simultanément à leur courant nominal et/ou température ambiante élevée.

14.9 Connecteurs

Dans la partie générateur PV, les connecteurs utilisés doivent être conformes à la norme NF EN 50521 ou la norme NF EN 62852. Pour garantir la qualité de la connexion et limiter les risques d'arc électrique pouvant créer des incendies, chaque couple de connecteurs mâle femelle à assembler doit être de même type et même marque.

La norme NF EN 50521 ou la norme NF EN 62852 ne définit pas de caractéristiques dimensionnelles permettant l'association de connecteurs mâle et femelle de types ou marques différents. Les essais définis dans cette norme sont des essais relatifs à un couple de connecteurs d'un même fabricant.

Vis-à-vis des personnes non averties ou non qualifiées, les dispositifs de connexion dans la partie d.c. sont :

- soit rendus inaccessibles par installation ;
- soit démontables qu'avec l'aide d'un outil.

14.10 Parafoudres

14.10.1 Choix des parafoudres

Les parafoudres installés sur la partie a.c. de l'installation PV doivent être conformes à la norme NF EN 61643-11.

Les parafoudres installés sur la partie d.c. du générateur PV doivent être conformes à la norme NF EN 50539-11. Dans le cas de parafoudres de type SCM (Short Circuit Mode : fin de vie en court-circuit), le fabricant doit fournir les caractéristiques du déconnecteur externe à lui associer pour que l'ensemble parafoudre-déconnecteur externe ait les caractéristiques des parafoudres OCM (Open Circuit Mode : fin de vie en circuit ouvert).

Lorsque les onduleurs intègrent des dispositifs de protection contre les surtensions (exemples : composants de type varistance), ils doivent être conformes à la norme NF EN 50539-11. Dans le cas contraire, la protection doit être assurée par des parafoudres externes.

La tension U_p des parafoudres externes doit se faire en coordination avec les caractéristiques des dispositifs intégrés aux onduleurs. Le fabricant d'onduleur doit alors fournir les données nécessaires à la sélection des parafoudres.

14.10.2 Mise en œuvre des parafoudres

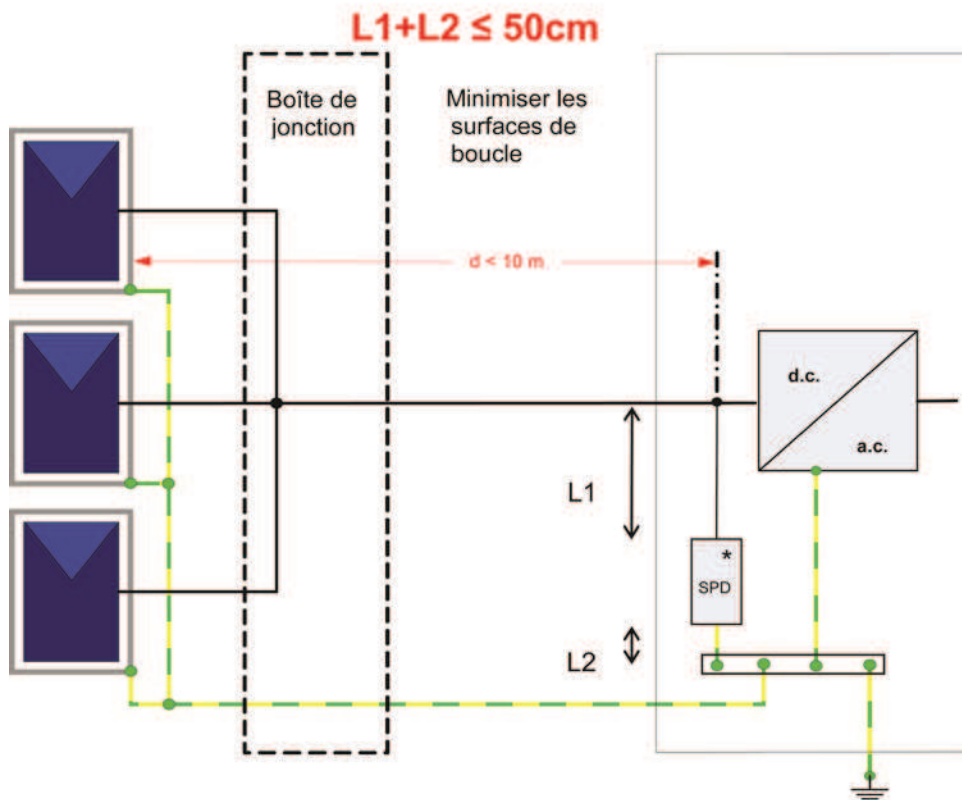
Les parafoudres doivent être installés de manière à pouvoir être vérifiés et isolés de la source PV.

La spécification technique CLC/TS 50539-12 apporte des compléments sur la mise en œuvre des parafoudres a.c. et d.c..

Le raccordement des parafoudres est effectué au plus court (voir Figures 9 et 10).

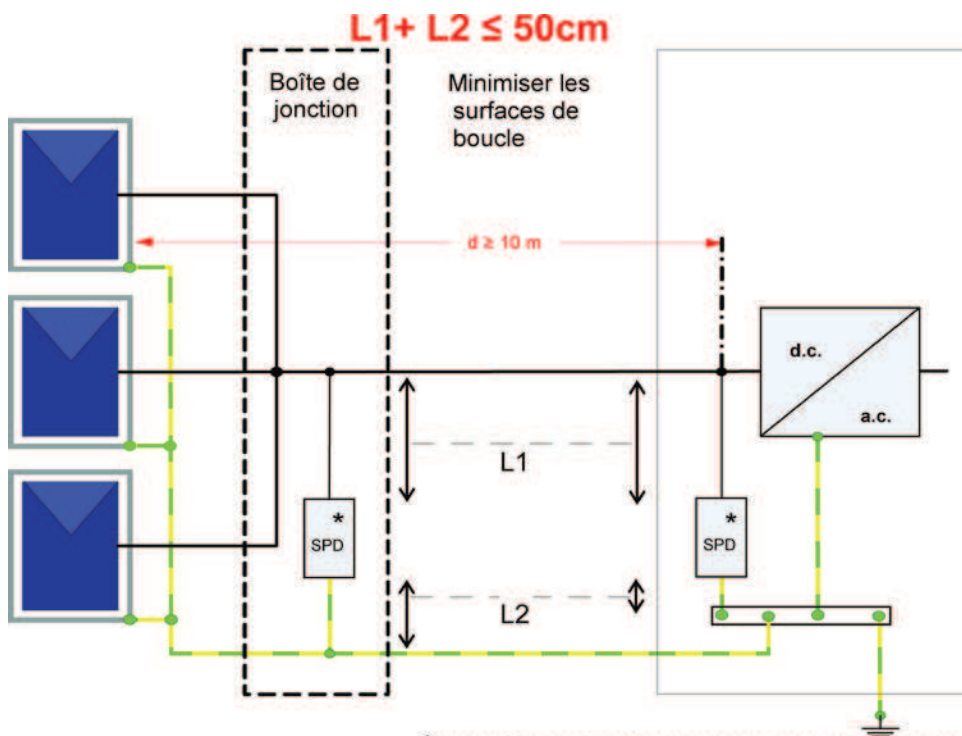
Le raccordement à la borne de terre et aux bornes + et – du parafoudre s'effectue avec un conducteur de section minimale égale à 6 mm² Cu ou équivalent pour le type 2 et égale à 16 mm² Cu ou équivalent pour le type 1.

Dans le cas de parafoudres de type SCM, ces sections minimales doivent aussi être adaptées à la protection externe qui lui est associée (voir 14.10.2) selon les règles habituelles de ce document et les déclarations du fabricant.



* parafoudre avec déconnecteur interne ou externe

Figure 9 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV – Distance $d < 10\text{ m}$



* parafoudre avec déconnecteur interne ou externe

Figure 10 – Mise en œuvre des parafoudres sur la partie générateur PV – Distance $d \geq 10\text{ m}$

15 Signalisation

15.1 Identification des composants

Les principaux composants constituant l'installation photovoltaïque devront être identifiés et repérés par des étiquettes facilement visibles et fixées d'une manière durable en correspondance avec les plans et schémas de l'installation :

- boîtes de jonction ;
- coffrets d.c. et a.c. ;
- câbles d.c. et a.c. (tenant et aboutissant avec repérage des polarités pour les câbles d.c.) ;
- tout convertisseur ;
- éléments d'accumulateurs ;
- dispositifs de protection et sectionnement ;
- disjoncteurs de branchement ;
- dispositifs éventuels de coupure d'urgence ;
- dispositif éventuel de coupure pour passage en mode autonome.

15.2 Etiquetage


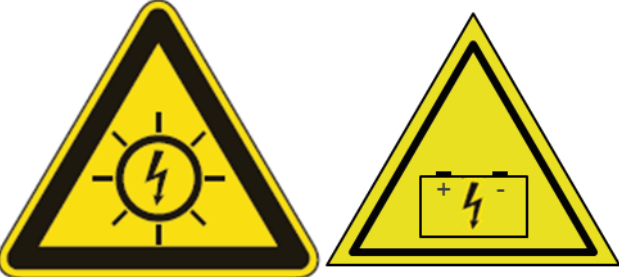
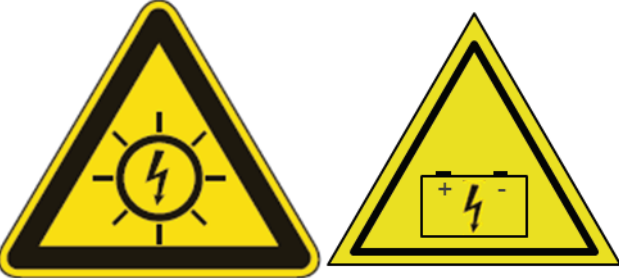

Pour des raisons de sécurité à l'attention des différents intervenants (chargés de maintenance, contrôleurs, exploitants, services de secours, etc.), il est impératif de signaler la présence d'une installation photovoltaïque sur un bâtiment.

15.2.1 Etiquetage sur la partie a.c.

 <p>Production photovoltaïque et stockage par batteries</p> <p>ISOLER LES SOURCES AVANT TOUTE INTERVENTION</p> <p>Coupure réseau de distribution</p>	<p>Une étiquette de signalisation située à proximité du dispositif assurant la limite de concession :</p> <p>AGCP (si puissance limitée) ou interrupteur/sectionneur à coupure visible (si puissance surveillée).</p>
 <p>Production photovoltaïque et stockage par batteries</p> <p>Coupure utilisations</p>	<p>Une étiquette de signalisation située à proximité de l'interrupteur/sectionneur du tableau de distribution a.c.</p>

15.2.2 Etiquetage sur la partie d.c.

Toutes les boîtes de jonction (générateur PV, groupes PV), coffret batterie et canalisations d.c. devront porter un marquage visible et inaltérable indiquant que des parties actives internes à ces boîtes peuvent rester sous tension même après sectionnement côté continu de l'équipement de conversion.

 <p data-bbox="236 600 624 701">ATTENTION : Câbles courant continu sous tension</p>	<p>Étiquette portant la mention : « Attention, câbles courant continu sous tension »</p> <ul style="list-style-type: none"> - sur la face avant des boîtes de jonction ; - sur la face avant des coffrets d.c. ; - sur les extrémités des canalisations d.c. à minima ; - sur le coffret batterie.
 <p data-bbox="288 1032 759 1149">Coupe photovoltaïque</p>	<p>Une étiquette de signalisation située à proximité de l'interrupteur/sectionneur en entrée PV du convertisseur.</p>
 <p data-bbox="288 1467 759 1583">Coupe batterie</p>	<p>Une étiquette de signalisation située à proximité de l'interrupteur/sectionneur en entrée batterie du convertisseur.</p>
 <p data-bbox="240 1917 555 1995">Ne pas manœuvrer en charge</p>	<p>Étiquette portant la mention : « Ne pas manœuvrer en charge »</p> <ul style="list-style-type: none"> - à l'intérieur des boîtes de jonction et coffrets d.c. ; - à proximité des sectionneurs-fusibles, parafoudres débrochables, etc.




15.2.3 Etiquetage équipement de conversion

Tout équipement de conversion pouvant être alimenté par plusieurs sources doit porter un marquage indiquant qu'avant toute intervention il y a lieu d'isoler toutes les sources de tension.

	<p>Etiquette équipement de conversion.</p>
--	--

15.2.4 Etiquetage local batterie ou enveloppe intégrant la batterie

Les enveloppes des batteries et la porte menant au local batterie doivent porter un marquage adapté à la technologie utilisée.

	<p>Risque électrique.</p>
	<p>Dans le cas de batteries présentant des risques de fuite d'électrolyte.</p>
	<p>Dans le cas de batteries présentant des risques de dégagement gazeux inflammable en fonctionnement normal comme les batteries au plomb.</p>

Apposer sur la porte d'accès du local technique batterie la mention « entrée interdite sauf au personnel qualifié »

15.3 Etiquetages spécifiques pour l'intervention des services de secours

Si un étiquetage spécifique pour l'intervention des services de secours est exigé, il répond aux principes décrits ci-après.

L'objectif de cette signalétique vise à apporter aux services de secours des informations qui permettent une approche décisionnelle afin de savoir rapidement :

- si et comment est sécurisée la zone accessible aux personnes à secourir ;
- s'il existe des dispositifs de coupure voir 12.5 et si la coupure est effective.

Cette signalétique apposée à côté de l'appareil général de commande et de sectionnement (ou AGCP) complète la signalétique dédiée à ou aux appareils généraux de commande et de sectionnement des installations de consommation et de production défini à l'Article 12.

Etiquettes destinées aux dispositions pour intervention des services de secours

Câble d.c. PV sous tension dans les parties accessibles au public sous chemin technique protégé	Une de ces signalétiques précise aux services de secours que la sécurité repose sur des dispositions constructives indiquées.
Câble d.c. PV sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble d.c. PV et onduleur(s) sous tension à l'extérieur du bâtiment	
Câble d.c. PV sous tension uniquement dans le local onduleur	
Câble d.c. PV sous tension inférieure à 60 V dans les parties accessibles	Cette signalétique précise aux services de secours que la sécurité est assurée en raison de l'utilisation d'une tension d.c. ≤ 60 V.
Coupure des câbles d.c. PV sous tension située sur la façade XXXX	Cette signalétique correspond à la possibilité d'une coupure par « commande à perche ». Elle précise l'emplacement de cette commande. Cette signalétique est apposée à côté de l'AGCP de production (ou l'AGCP de production et distribution).

16 Dossier technique

Le dossier technique doit comporter les éléments suivants libellés en français :

- un schéma électrique unifilaire de l'installation photovoltaïque ;
- la nomenclature des équipements installés mentionnant les caractéristiques et les références des éléments de remplacement (fusibles, cartouches parafoudre, etc.) ;
- un plan d'implantation des différents composants et modules photovoltaïques ainsi que des liaisons (canalisations) correspondantes ;
- une description de la procédure d'intervention sur l'installation photovoltaïque et ses consignes de sécurité associées.

17 Maintenance des installations PV

17.1 Généralités

Le présent article vise à définir les actions techniques minimales à envisager durant le cycle de vie d'une installation photovoltaïque pour maintenir ou rétablir l'installation dans un état dans laquelle elle peut accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

Toutes les opérations de maintenance seront envisagées avec pour priorité d'assurer et de maintenir la sécurité des biens et des personnes.

Ne sont visées dans cet article que les activités de maintenance préventive, c'est-à-dire les opérations exécutées à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, et destinées à réduire la probabilité de défaillance ou de dégradation du fonctionnement de l'installation. Ainsi les opérations de maintenance corrective ne sont pas envisagées dans le présent document.

La maintenance corrective consiste, suite à détection d'une panne ou d'une défaillance, à remettre en état l'installation afin qu'elle puisse continuer à accomplir la fonction pour laquelle elle a été conçue.

Les actions de maintenance corrective pourront entraîner l'anticipation des actions de maintenance préventive.

Sont également exclues du champ du présent document, les activités connexes relevant des activités des services maintenance des entreprises ou des prestataires extérieurs telles que la sécurité (ex : rambarde PV) ou l'environnement (ex : recyclage des éléments constitutifs de l'installation – modules PV, batteries, etc.).

En marge de la maintenance, peuvent être envisagées des opérations visant à pallier l'usure de certains matériels et à les adapter à l'évolution des techniques et des normes et règlements en vigueur, et également des opérations ayant pour but d'optimiser l'installation existante.

17.2 Types de maintenance et périodicité

On distinguera les trois types de maintenance suivants correspondant aux opérations de :

- maintenance conditionnelle, basées sur une surveillance des paramètres significatifs de l'installation ;
- maintenance prévisionnelle, exécutées en suivant les prévisions extrapolées de l'analyse et de l'évaluation des paramètres significatifs de la dégradation du bien (exemple : corrosion) ;
- maintenance systématique, exécutées à des intervalles de temps préétablis et sans contrôle préalable de l'état du bien ni de ses éléments constitutifs ; la périodicité recommandée est d'un an.

Pour tous les types d'installation, les trois niveaux de maintenance doivent être envisagés.

Pour les locaux d'habitation non destinés à une occupation temporaire ou saisonnière, seul le niveau de maintenance systématique est envisagé.

17.3 Actions de maintenance

17.3.1 Généralités

Sont à distinguer les points relatifs à la sécurité des personnes et des biens, des points relatifs au bon fonctionnement.

Ces actions de maintenance peuvent être amenées à être complétées en fonction des obligations réglementaires de sécurité auxquelles le bâtiment peut être soumis.

La maintenance ne porte que sur les parties électriques facilement accessibles de l'installation décrites en 17.3.2 et 17.3.3.

Toutes les opérations doivent se faire sans marcher sur les modules photovoltaïques.

17.3.2 Points relatifs à la sécurité des personnes et des biens

Ces points sont les suivants :

- contrôle visuel de l'ensemble des parties accessibles de l'installation ;
- recherche des points chauds éventuels sans démontage ;
- vérification de l'absence de corrosion ;
- vérification de l'état des batteries ;
- contrôle visuel de l'état des câbles ;
- contrôle de l'état des boîtes de jonction ;
- contrôle visuel des connexions ;
- contrôle visuel des caractéristiques techniques de l'appareillage (fusibles, disjoncteurs, parafoudres, etc.)
- test des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ;
- vérification du fonctionnement du voyant et/ou dispositif d'alarme du CPI en schéma IT ;
- vérification des liaisons équipotentielles ;
- test de la fonction coupure d'urgence ;
- test de l'éventuel dispositif de coupure pour intervention des services de secours ;
- contrôle de la présence et du bon état de l'identification des composants conformément au 15.1 ;
- contrôle de la présence et du bon état de l'étiquetage conformément aux 15.2 et 15.3 ;
- contrôle de la disponibilité des dossiers de plans de l'installation PV à jour.

17.3.3 Points relatifs au bon fonctionnement

Ces points sont les suivants :

- nettoyage des modules photovoltaïques ;
- vérification de l'onduleur ;
- vérification du maintien des conditions initiales de l'environnement des modules PV ;
- vérification des mises à la terre fonctionnelles ;
- vérification du maintien des conditions d'exploitation des locaux et du maintien de leur destination initiale ;
- dépoussiérage.

Bibliographie

Arrêté du 29 mai 2000 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à déclaration sous la rubrique n° 2925 « accumulateurs (ateliers de charge d') » rubrique modifiée par le décret n° 2006-646 du 31 mai 2006

Décret n° 2010-1118 du 22 septembre 2010, Articles R 4544-1 à R 4544-11 du Code du Travail
